

Andrzej J. PIOTROWSKI

# Drabina integracji w stabilizacji systemu energetyki rozproszonej

**Abstrakt:** Istniejące już technologie mogą zostać użyte do stworzenia nowych rozwiązań umożliwiających rozwiązywanie problemów wynikających z szybko postępującej transformacji systemu energetycznego. Istotną szansę stwarza odejście od tradycyjnego, silosowego podziału branż w sektorze energetyki na rzecz rozwiązań zakładających rzeczywistość lub nawet wirtualną ich substytucję oraz wykorzystanie alternatywnej wyceny kosztów poprzez odniesienie do „ceny niezapłaconej” w trakcie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nowe aranżacje techniczne wymagają nowego otoczenia organizacyjnego. Wprowadzenie pojęcia „drabiny integracji” zasobów energetycznych, jako systematyki dla aranżacji energetyki rozproszonej, pozwala oceniać ich wartość wnoszoną do KSE. Drabina integracji odnosi się do wzrostu możliwości bilansowania podaży i popytu w kolejnych formach organizacyjnych (aranżacjach) według narastającego stopnia powiązania rozproszonych obiektów energetycznych. Im bardziej w górę na drabinie integracji, tym szerzej otwierają się możliwości doboru różnorodnych instrumentów kompensacji. Powstające w ten sposób nowe modele biznesowe muszą jednak znaleźć odpowiednie wsparcie w rozwiązaniach technicznych wspomagających zarządzanie obiektami. Najbardziej zaawansowaną pod tym względem aranżacją jest mikrosieć dysponująca autonomią energetyczną lub mogąca świadczyć usługi systemowe na rzecz KSE. W tekście wskazano na korelację technicznej koncepcji mikrosieci z koncepcją klastrów energii, które – operując w środowisku mikrosieci – wprowadzają do niej dodatkowy aspekt: organizacyjny. Mikroskala rozwiązywanych w klastrach energii problemów upraszcza przełamywanie podziałów wewnątrz sektora energii przez zamienność energii elektrycznej, ciepła/chłodu, gazu i paliw płynnych osiąganą w nowych aranżacjach technicznych wykorzystywanych już masowo urządzeń dzięki użyciu systemu łączności i automatyzacji.

**Słowa kluczowe:** klastry energii, bilansowanie energetyczne, mikrosieci, energetyka rozproszona, substytucja nośników energii

## Wyzwania dla systemu energetycznego związane z energetyką rozproszoną

Energia, którą trzeba dostarczyć odbiorcom, zmienia się zależnie od pogody, pory doby, pory roku, koniunktury gospodarczej czy nawet programu telewizyjnego. Konieczność równoważenia podaży i popytu w skali Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) nie jest dla energetyków niczym nowym. Transformacja systemu energetycznego wymaga jednak nowych narzędzi. Wynika to z bardzo szybko rosnącej liczby zmiennych

w równaniu bilansowania. Jeśli to równanie nie będzie rozwiązywane na bieżąco (w czasie rzeczywistym) i w wielu miejscach równocześnie, funkcjonowanie całego systemu może być zagrożone.

Na obecnym etapie rozwoju energetyki rozproszonej dominują cztery źródła energii odnawialnej:

- elektrownie wiatrowe,
- elektrownie fotowoltaiczne,
- biogazownie,
- elektrownie wodne.

Elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne są uzależnione od aury, i nawet jeśli istnieje techniczna możliwość ograniczenia wyprowadzanej przez nie energii elektrycznej w przypadku jej nadmiaru w stosunku do ujawnionego popytu, to jednak możliwości magazynowania niezagospodarowanej energii są ciągle zbyt skromne. Biogazownie i elektrownie wodne umożliwiają (w pewnym zakresie) dostosowanie wyprowadzanej energii do zapotrzebowania. Sumaryczna moc istniejących w Polsce sterowalnych instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE) jest zbyt mała, by zapewnić zbilansowanie instalacji niesterowalnych. Ich istnienie jest jednak ważne dla ograniczania emisji gazów cieplarnianych, które powstają przy używaniu konwencjonalnych źródeł wytwarzania w celu kompensacji występujących niedoborów energii z OZE. Tym bardziej istotne jest precyzyjne sterowanie zapewniające największy możliwy uzysk energii z tych źródeł.

Moc każdej z instalacji OZE jest niewielka w porównaniu do wyprowadzeń mocy z elektrowni konwencjonalnych. Nawet duże farmy źródeł OZE bardzo rzadko mają przyłącza o mocy przekraczającej kilkadziesiąt megawatów, podczas gdy elektrownie zawodowe to przyłącza zdolne przenieść nawet kilka

gigawatów. Największa w roku 2020 farma fotowoltaiczna w Polsce, budowana w energetycznym zagłębiu PAK, ma moc szczytową 70 MW, natomiast moc maksymalna największej w Polsce elektrowni konwencjonalnej (sumarycznie wszystkie bloki) w Bełchatowie wynosi 5102 MW.

Rosnący wpływ OZE na komplikacje zarządzania KSE wynika zatem w dużej mierze z ich liczby i rozproszenia geograficznego. Nawet przy niewielkich mocach konkretnych instalacji (w tym instalacji prosumenckich) w sumie uzyskujemy już moce silnie oddziałujące na całość KSE. Należy jednak zdawać sobie sprawę, że rozproszenie źródeł wytwórczych OZE, choć zapewnia krótszą drogę do odbiorcy i tym samym mniejsze straty, to zarazem wprowadza ogromną komplikację systemu zarządzania siecią elektroenergetyczną z racji liczby punktów, do których odnoszą się potrzeby bieżącego monitoringu i sterowania. Brak precyzji w sterowaniu rozproszonych OZE oznacza nieefektywność, gdy wyprodukowana moc nie zostanie zużyta, lecz stracona w postaci rozproszonego ciepła. Może również pojawić się zagrożenie w formie zakłócenia w zakresie wartości napięcia, częstotliwości oraz przesunięcia fazy.

Upowszechniający się z coraz większą dynamiką system energetyki rozproszonej wymaga więc podjęcia – na niespotykaną dotąd w sieci konwencjonalnej skalę i przy zasadach, których dotąd nie trzeba było przestrzegać – następujących operacji:

- odczytywanie synchronicznie i na bieżąco parametrów<sup>1</sup> w sieci w ogromnej liczbie punktów, zestawianie wyniku odczytów z topografią techniczną i fizyczną (geograficzną) sieci oraz przetwarzanie na bieżąco informacji w celu stworzenia możliwości przewidywania wpływu tych parametrów na dalszy rozwój sytuacji w sieciach miejscowych oraz w całym KSE;
- automatyzacja rozptywu energii na podstawie danych synchronizacyjnych w systemach stukrotnie szybszych od SCADA;

1 Precyzyjnie zsynchronizowane w czasie dane o amplitudzie napięcia i prądu, częstotliwości, fazie i zmianach częstotliwości – synchronizatory.

- równoczesne analizowanie relacji podaży i popytu w wielu punktach wytwarzania, odbioru i magazynowania energii, a następnie podejmowanie szeregu decyzji o załączeniach i rozłączeniach, zarówno na poziomie wysokich, jak i średnich, a nawet niskich napięć; dotychczasowe godzinne bloki używane w handlu energią wydają się już niezbyt dopasowane do charakterystyki wytwarzania OZE z wiatru i fotowoltaiki;
- podejmowanie niezbędnych kroków związanych z kompensowaniem w poszczególnych obwodach braków wytwarzania, co łączy się z bieżącą analizą rozptywu energii na różnych poziomach hierarchii sieci i w znacznie większej liczbie punktów sieci, gdyż wybór źródeł wytwórczych uruchamianych jako źródła kompensujące ma tu istotne znaczenie;
- podejmowanie niezbędnych kroków w zakresie uruchamiania magazynów energii lub zmiany rozptywu energii i ograniczenia dostaw w przypadku nadmiernej produkcji w stosunku do zapotrzebowania.

W wymienionych uwarunkowaniach pojawia się kwestia stanowiąca wyzwanie techniczne, dotycząca działań realizowanych w trybie czasu rzeczywistego (na bieżąco), równoczesności działań oraz stworzenia bardzo szczegółowego modelu użytkowego KSE z uwzględnieniem informacji geograficznej i przetwarzania masowych zbiorów danych (*big data*).

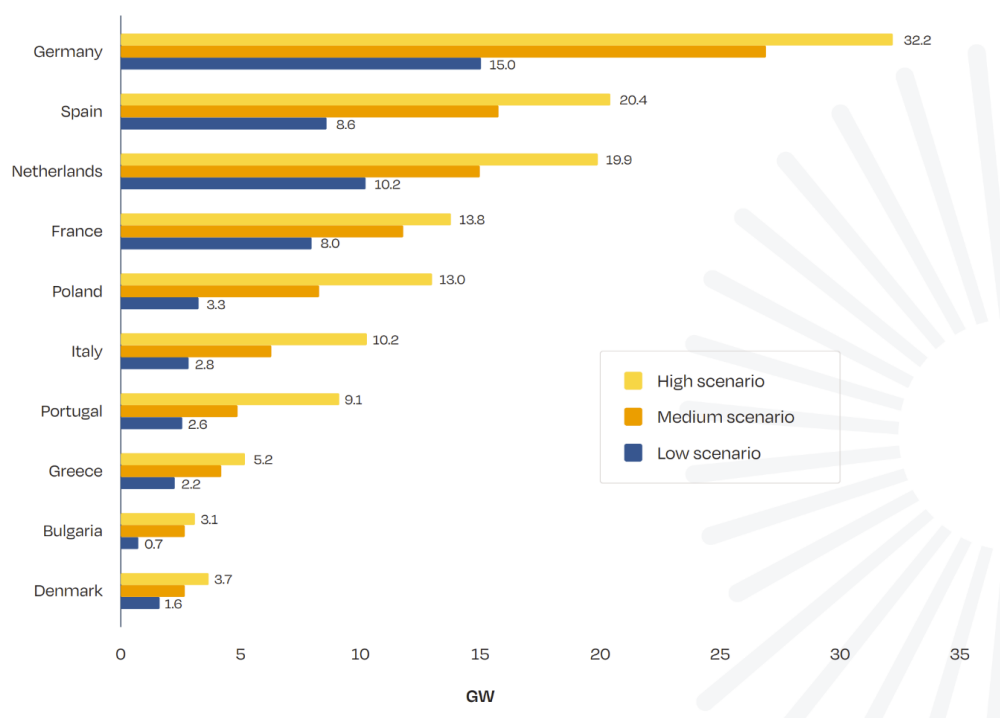
Warto podkreślić, że stosowana do niedawna w wyniku obowiązku ustawowego zasada, że energia z OZE, jeśli jest wytwarzana, to musi zawsze zostać odebrana przez KSE, w istotnym stopniu ogranicza mechanizm samoczynnej regulacji sieci elektroenergetycznych przez odchylenie częstotliwości nominalnej: częstotliwość spada przy przeciążeniu sieci i odwrotnie – rośnie przy niedociążeniu sieci. Przy odchyleniach nieprzekraczających kilku procent częstotliwości nominalnej wykorzystywane jest to do automatycznego przyspieszania lub spowalniania turbin wytwórczych w celu kompensacji mocy. Fotowoltaika lub turbiny wiatrowe, zakładając, że w efekcie jakiejś

nowej aranżacji biznesowej nie będą egzekwować bezwzględnego pierwszeństwa dostaw do sieci, mogą szybko reagować przez ograniczenie nadmiarowego w danym momencie wytwarzania. W niektórych państwach duże farmy OZE oferują już usługi regulacyjne poprzez możliwość ograniczenia „na życzenie” generacji i wprowadzania mocy do systemu. Stosowane dla fotowoltaiki i turbin wiatrowych inwertery dostosowują parametry wyprowadzanej energii elektrycznej do parametrów mierzonych na bieżąco w przyłączonej sieci. Gdyby uzyskiwały informację z innego referencyjnego źródła, mogłyby pełnić rolę korygującą, co miałoby istotne znaczenie, jeśli urządzeń o takich możliwościach pojawiłoby się bardzo dużo. System sterowania KSE nie potrafi jednak dziś tego potencjału regulacyjnego efektywnie wykorzystać, bo nie ma komunikacji w czasie rzeczywistym z wystarczającą liczbą punktów, którymi mógłby sterować.

Za kolejne wyzwanie komplikujące funkcjonowanie KSE należy uznać tempo przyrostu mocy OZE. W minionych latach Polska stała się czwartym co do wielkości rynkiem dla fotowoltaiki w Unii Europejskiej. W prognozach Solar Power Europe na kolejne trzy

lata (Rys. 1), wg scenariusza umiarkowanego wzrostu, w Polsce przybędzie kolejnych 8,3 GW mocy fotowoltaicznej, dając łącznie 11,9 GW (na koniec roku 2020 szacowano 3,6 GW). W okresie nadchodzących trzech lat średni roczny wzrost będzie wynosił 35% i jest to drugi wynik co do tempa przyrostu w Europie, zaraz po Portugalii. Tyle że Portugalia startuje ze znacznie niższego poziomu bazowego sumarycznej mocy.

Niestety, niezależnie od wzrostu wydajności ogniw fotowoltaicznych i spadku ich cen, energia z fotowoltaiki będzie produkowana jedynie przez kilkanaście procent czasu na przestrzeni roku, co w oczywisty sposób wynika z uwarunkowań dobowych i pogodowych w Polsce. Równocześnie dla inwestorów produkcja energii przez fotowoltaikę staje się najbardziej opłacalna w tych okresach, gdy fizycznie jest możliwa: koszt liczony metodą LCOE dla farm fotowoltaicznych spadł w 2020 r. do 4 centów amerykańskich za kilowatogodzinę (źródło: Solar Power Europe 2020) i należy oczekiwać, że liczba instalacji fotowoltaicznych będzie nadal szybko przyrastać, zarówno w instalacjach prosumenckich, jak i w aranżacjach zawodowych.



Rys. 1. Trzyletnia prognoza dodanej mocy w instalacjach PV dla 10 największych rynków UE w latach 2021–2024 (źródło: Solar Power Europe 2020)

Oznacza to, że po ewentualnej rozbudowie krajowych źródeł PV nawet do wielkości łącznej mocy odpowiadającej szczytowemu zapotrzebowaniu (obecnie około 26 GW) i tak przez sporo ponad 80% czasu w roku zasilanie energią elektryczną będą musiały zapewniać inne źródła lub trzeba będzie bardzo intensywnie sięgać do magazynów energii.

Omawiając problemy bilansowania systemu energetycznego, należy zwrócić uwagę na zjawisko nazwane w 2012 r. przez grupę analityków amerykańskiego operatora z Kalifornii, California Independent Operator, „konturem kaczką”. Chodzi tu o krzywą obrazującą dynamiczny wzrost zapotrzebowania na moc w wyniku gwałtownego spadku generacji PV wraz z zachodem słońca w okresie bezpośrednio przed wieczornym szczytem. Jest to tym trudniejszy moment, im więcej fotowoltaiki zasila sieć energetyczną, która musi w trybie pilnym zostać zastąpiona sterowanymi źródłami o krótkim czasie rozruchu. Zaledwie kilka godzin później wieczorne zapotrzebowanie zaczyna ponownie maleć, a tempo spadku jest dosyć duże.

Specyfika aury w Polsce w miesiącach letnich powoduje dodatkowo tymczasowe obniżanie i przywracanie generacji w efekcie przechodzenia ławic chmur. O ile zachody słońca cechuje przewidywalność, o tyle przechodzenie cienia przez rozproszone instalacje PV ma charakter w dużej mierze trudny do wcześniejszego zaplanowania i wymaga stabilizacji sieci w trybie reagowania na bieżąco.

## Bilansowanie poprzez przełamywanie silosowych podziałów sektora energii – cross-substytucja energii elektrycznej, ciepła i innych nośników energii

Trudność w zapewnieniu bilansowania podaży i popytu w skali istotnej dla krajowego systemu energetycznego tworzy miejsce na poszukiwanie nowych rozwiązań. Na początek trzeba zauważyć, że rewolucja związana z wprowadzeniem OZE do puli źródeł

energii w najszerszym zakresie objęta elektroenergetyką, natomiast jak dotąd w stosunkowo niewielkim zakresie może zaspokajać potrzeby energetyczne związane z transportem i ogrzewaniem. Jest to dodatkowym impulsem dla trendu elektryfikacji rozumianej w tym przypadku jako wykorzystanie energii elektrycznej do ogrzewania oraz do zasilania transportu. W ten sposób te autonomicznie funkcjonujące branże mają szansę na znacznie szybszą obniżkę emisji gazów cieplarnianych.

Z myślą o zagospodarowaniu tymczasowej nadprodukcji energii elektrycznej z wielkoskalowych źródeł OZE w celu późniejszego wykorzystania jej do ponownej produkcji energii elektrycznej lub bezpośredniego zaspokojenia potrzeb transportowych lub grzewczych przewiduje się produkcję wodoru metodą elektrolizy. Gospodarka wodorowa łączy się dziś jednak jeszcze z obszernym zestawem problemów do rozwiązania: poczynając od samych procesów wytwarzania wodoru<sup>2</sup>, po przesyłanie i składowanie wyjątkowo przenikliwej substancji jaką jest wodór. Choć ogniwa paliwowe, które można wykorzystać do produkcji energii elektrycznej, np. napędzającej pojazdy, w zasadzie są już dojrzałe technicznie, to jednak zasadniczym problemem jest ich cena podważająca sens ekonomiczny wprowadzania takich rozwiązań na rynek.

Kłopoty ze składowaniem i przesyłaniem wodoru mobilizują do poszukiwania mniej „ulotnych”, ale niestety bardziej złożonych rozwiązań, które można objąć terminem *power to gas* (P2G) (Lima, Szczerbowski 2019). Obok procesów elektrolizy alkaicznej proponowana jest w tych rozwiązaniach metanizacja wodoru. Metan może być zastosowany zarówno do napędzania turbin umożliwiających wytworzenie energii elektrycznej poprzez spalanie w okresach niezrównoważonego popytu, jak i do innych celów energetycznych, takich jak ogrzewanie lub napędzanie pojazdów. Wytworzony w procesie P2G metan jest oczywiście

<sup>2</sup> Stosowana dziś na skalę przemysłową metoda opiera się na wykorzystywaniu metanu i pary wodnej. W procesie powstaje duża ilość dwutlenku węgla. Inne metody, takie jak piroliza, elektroliza czy użycie membran przewodzących protony (PEM), są ciągle przedmiotem prac badawczo-rozwojowych i nie zostały jeszcze skomercjalizowane.

znacznie droższy od gazu ziemnego. To samo dotyczy jednak biometanu wytworzonego w wyniku oczyszczenia biogazu wytworzonego w biogazowniach. Jedną z metod zwiększania przystępności ekonomicznej alternatywnego metanu jest doskonalenie i optymalizowanie technologii wytwarzania. Kolejnym sposobem jest wykorzystanie zjawiska korzyści skali, czyli bazowanie na zaletach produkcji wielkoseryjnej. Zazwyczaj też w większych instalacjach uzyskuje się niższe koszty na jednostkę wytworzonego nośnika energii. Trzecia metoda odnosi się do... zmiany kryteriów oceny kosztu. P2G ma służyć stabilizacji KSE i powinno w tym przypadku być oceniane w zestawieniu z kosztem i dostępnością innych metod stabilizacji. Przykładowo, z racji fizycznych uwarunkowań margines na rozwój ESP w Polsce jest już bardzo skromny.

Zwiększanie udziału energii elektrycznej w transporcie lub grzejnictwie może spotęgować problemy w równoważeniu podaży i popytu, gdyż potrzebne są tu duże ilości energii, które dotąd dostarczane były na innych nośnikach. Przykładowo, ogrzewanie domu jednorodzinnego pochłania o rząd wielkości większą energię niż potrzeby związane z oświetleniem i zasilaniem AGD. Podobnie jest z doładowywaniem samochodów elektrycznych (EV), których akumulatory gromadzą 40–100 kWh. Szybkie ładowanie EV oznacza konieczność nie tylko budowy nowych przyłączy, ale również odpowiedzi na gwałtowne skoki zapotrzebowania. Jest jednak i zaleta elektryfikacji transportu osobowego: zaparkowane samochody EV mogą pełnić funkcję krótkoterminowego bufora energetycznego i oddawać energię do sieci, niwelując nagłe skoki zapotrzebowania. Taka możliwość pojawi się jednak tylko wtedy, gdy niwelowane zjawisko będzie miało odmienną naturę od cyklu używania i ładowania EV. Wobec niewielkiego upowszechnienia EV trudno jeszcze opisać poziomy ryzyka związane z tym, że konkretny użytkownik nie będzie mógł dysponować swoim samochodem w sposób w 100% zależny od własnych potrzeb.

W grzejnictwie wykorzystanie elektryfikacji na potrzeby magazynowania energii w najprostszym wariantcie oznacza większe zbiorniki na gorącą wodę

nagrzewaną do jak najwyższej temperatury w okresie, gdy jest nadmiar energii. Takie podejście oznacza jednak rezygnację z dotychczasowych osiągnięć nastawionych na indywidualne zwiększenie efektywności energetycznej. Ilość zmagazynowanej energii zależy bowiem od objętości czynnika grzewczego (najczęściej woda) i różnicy temperatur. Tymczasem osiąganie efektywności energetycznej związane jest z wykorzystaniem technik ogrzewania o niższej temperaturze czynnika (np. w grzaniu podłogowym).

Można jednak – jak to zostało zasygnalizowane wcześniej – spojrzeć na problem bilansowania od innej strony, rozważając mikrogenerację (microCHP) w połączeniu z funkcją regulacyjną. Sama koncepcja microCHP była analizowana już wiele lat temu, przy wykorzystaniu różnych technik (Pehnt et al. 2006). W pierwszej dekadzie XXI wieku uwarunkowania związane z bilansowaniem OZE, przy zdecydowanie mniejszym wpływie OZE na stabilność systemów energetycznych, były mniej istotne, więc koncepcje te nie doczekały się upowszechnienia. Wydaje się, że obecnie – w nieco innej sytuacji technicznej i ekonomicznej – warto dokonać kolejnego przeglądu. Jeśli do generowania energii elektrycznej na potrzeby domu użyty zostanie agregat na gaz sieciowy, wytworzone zostanie również ciepło. Oferowane obecnie w handlu urządzenia konstruowane były pod kątem zapewnienia zasilania awaryjnego, a ciepło stanowi w tym przypadku istotną stratę: ilość produkowanej energii elektrycznej to około 25% energii dostarczonej do agregatu w gazie ziemnym. Oferowane na rynku w sprzedaży detalicznej agregaty są chłodzone powietrzem, co skutkuje uciążliwością w postaci dużego poziomu hałasu i odbiegającej od stosowanych obecnie metod zasady rozprowadzania tak wytworzonego ciepła. Oferowane na rynku detalicznym urządzenia nie nadają się więc do bezpośredniego zastosowania w układzie kogeneracji ciepła i energii elektrycznej. Należy jednak odnotować, że dla podobnych mocy ich cena jest porównywalna z ceną pieca grzewczego, a modyfikacje w celu dostosowania do innej roli wymagają jedynie odpowiedniej skali zamówień – nie ma tu szczególnych wyzwań badawczych. Zarysowany

pomysł należy do najbardziej oczywistych. Istnieje wiele bardziej wyrafinowanych i być może lepiej dostosowanych do konkretnej sytuacji rozwiązań, np. z wykorzystaniem technik źródeł paliwowych (Ellamla et al. 2015).

W wydaniu dostosowanym do warunków domów mieszkalnych microCHP raczej nie umożliwi prosumentom autonomii w wyniku wewnętrznego zrównoważenia zasilania w okresie, gdy nie ma wystarczającej generacji ze słońca. Generator musiałby bowiem pracować przez ponad 80% roku. Co więcej, sezonowa zmiana zapotrzebowania na ciepło nie ma odzwierciedlenia w równie znacznej redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie wiosenno-letnim. Zarazem, przy typowej zależności, że sumaryczne potrzeby grzewcze w indywidualnym domu pochłaniają prawie dziesięciokrotnie więcej energii niż oświetlenie i zasilanie AGD, można spodziewać się nadmiaru wytwarzanej przy ogrzewaniu energii elektrycznej w stosunku do ewentualnych potrzeb gospodarstwa domowego. Oznacza to konieczność innego podejścia do zapewnienia ciepła, może nawet połączenie większej liczby domów, tak by incydentalne zdarzenia amortyzowane były przez wielkość systemu.

MicroCHP może wspomóc lokalne sieci energetyczne (mikrosieci) w bilansowaniu szczytowych okresów zapotrzebowania, jeśli tylko energia ciepła będzie magazynowana w odpowiedniej ilości. Tak wyprodukowana energia elektryczna, wyrażona w kosztach operacyjnych odniesionych do cen detalicznych dostaw gazu, jest bowiem zbliżona do ceny detalicznej energii elektrycznej w taryfie G11. Równocześnie powstaje jednak dodatkowo ciepło użytkowe, które można będzie wykorzystać w lecie do produkcji ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) na potrzeby domowników, a w zimie do centralnego ogrzewania (c.o.) i c.w.u. Warto policzyć potrzeby bilansowania w mikrosieci i na tej podstawie oszacować, jaka moc będzie przydatna w jakich okresach. Agregacja większej liczby tego typu instalacji – być może też przy wykorzystaniu większej skali generatorów i sieci ciepłych obsługujących całe grupy domów – wymaga budowy praktycznych rozwiązań pilotażowych w celu

prześledzenia zależności, które w finalnym rozwiązaniu będą zapewniać kompletne i satysfakcjonujące ze względu na stabilność dostawy energii dla odbiorców.

Dodatkową zaletą generacji energii elektrycznej w układzie microCHP jest wprowadzenie rozproszonych, sterowalnych źródeł mogących zapewnić zasilanie na czas awarii w okresie, gdy energia OZE nie jest generowana lub wystąpiła awaria. Wówczas nadmiarowe ilości ciepła będą musiały zostać uznane za straty, ale utrzymane zostaną dostawy energii elektrycznej.

Opisane rozwiązanie zmienia silosowy podział energetyki na dostawy energii elektrycznej i gazu, daje pole do kooperacji. Obie te formy energii zyskują pewnego rodzaju zamienność. Korzystając z pomysłów takich jak *power to gas*, można poprawić symetrię tego rozwiązania, zasilając miejscową sieć dystrybucji gazu ziemnego metanem wytworzonym w biogazowni oraz dodatkowo metanem wytworzonym w trakcie nadmiarowej produkcji energii elektrycznej przez OZE<sup>3</sup>.

## Rola mikrosieci (*microgrids*) w miejscowym zarządzaniu energią

Mikrosieć jest definiowana<sup>4</sup> jako pewna liczba rozproszonych źródeł energii i punktów odbioru funkcjonująca w obrębie wydzielonego i rozgraniczzonego obszaru w ramach poziomu napięć typowych dla dystrybucji energii elektrycznej (w Polsce nie przekracza 110 kV). Mikrosieć ma umożliwiać autonomiczne zarządzanie i pracę zarówno jako wyspa energetyczna, jak i w połączeniu z KSE. Zarządzanie systemami energetyki rozproszonej będzie łatwiejsze, jeśli

3 W istocie wykorzystanie nadmiarowej energii elektrycznej odnosi się do procesów elektrolizy, w których powstaje wodór. Drugim etapem jest metanizacja wodoru przy wykorzystaniu dwutlenku węgla. Dwutlenek węgla może być wydzielony z biogazu z lokalnej biogazowni lub zostać zgromadzony w efekcie procesów spalania. Zamiana wodoru w metan jest wskazana, jeśli zachodzi konieczność jego przesyłania. Jeśli elektrolizery będą instalowane w miejscach, gdzie są turbiny i generatory prądotwórcze, to do spalania można także użyć bezpośrednio wodoru.

4 Raport z warsztatów amerykańskiego Departamentu Energii (Office of Electricity Delivery... 2011).

zostanie sprowadzone do systemu hierarchicznego z autonomicznym zarządzaniem z poziomu sieci lokalnych (mikrosieci), w których podejmowane będą decyzje dotyczące mikroźródeł, microCHP i lokalnych obwodów zasilania.

Koncepcja mikrosieci powstała w 2011 r. jako element rozwiązań mających zmniejszać zagrożenie skutkami wyłączeń sieci energetycznych nasilające się wraz ze wzrostem odsetka niesterowalnych źródeł OZE. W modelu amerykańskim przyjęto, że suma źródeł wytwarzania w mikrosieci nie przekracza mocy 10 MW i zapewnia możliwość techniczną lokalnej redukcji okresów braku zasilania na poziomie 98%, przy kosztach mniejszych niż w przypadku stosowania indywidualnych metod podtrzymywania zasilania (np. agregaty prądotwórcze). Dzięki możliwości zwiększenia mocy instalacji OZE mikrosieci miały też zapewniać redukcję emisji o 20% i poprawę efektywności energetycznej w tej części systemu także o 20%.

W modelu mikrosieci przyjęto, że sieci takie mogą być odpowiedzią na problemy z możliwością przetworzenia, podjęcia decyzji i skutecznego wywołania reakcji w systemie scentralizowanym w sytuacji lawinowego wzrostu komplikacji systemu. Mikrosieci nie są więc koncepcją mającą zmierzającą do odłączenia się od sieci krajowej, lecz raczej są sposobem na funkcjonowanie lokalnej sieci jako autonomicznie zarządzanej części, w celu poprawy jakości usług, obniżenia kosztów i redukcji emisji poprzez stworzenie przestrzeni technicznej dla zwiększenia udziału OZE. W koncepcji amerykańskiej mikrosieci obejmują zapotrzebowanie w energię elektryczną i w ciepło/chłód. Wynikiem rozwoju mikrosieci jest powstanie sieci hierarchicznej, przy czym w mikrosieci wyróżniono trzy poziomy zarządzania.

Na poziomie podstawowym w mikrosieci automatycznie utrzymywane jest stałe napięcie i częstotliwość. Musi zostać zapewniona reakcja na dynamiczne włączanie i rozłączanie rozproszonych źródeł energii, przy założeniu, że dodatek lub spadek mocy będzie skompensowany w wyniku automatycznej reakcji pozostałych elementów systemu, a ponadto eliminowane będą prądy kompensujące między poszczególnymi

źródłami i domykanymi oczkami sieci oraz ewentualne przeciążenia obwodów.

Drugi poziom zarządzania jest scentralizowanym mechanizmem wdrażania procedur mających zapewnić w całości mikrosieci stabilizację napięcia i częstotliwości oraz elastyczne reagowanie na zmiany dostaw energii przez OZE. System ten działa z nieco większym opóźnieniem niż automatyka poziomu zero, ale za to zapewnia objęcie całości mikrosieci wspólną polityką techniczną. Umożliwia też przesuwanie obciążenia między poszczególnymi obwodami. Podział między poziomem zerowym i pierwszym wynika głównie z zakresu możliwości reakcji automatyki systemowej bez systemu transmisji danych. Wraz z wprowadzaniem nowoczesnych technologii telekomunikacyjnych jako wsparcia operacyjnego sieci poziom pierwszy może przejmować zadania poziomu zerowego, poprawiając efektywność energetyczną systemu i zapewniając szerszą paletę narzędzi do utrzymania poprawnej pracy systemu. Ponieważ w amerykańskiej koncepcji sprzed blisko 10 lat przyjęto, że na poziomie podstawowym nie są wykorzystywane systemy łączności, dziś podział ten warto przemyśleć, szczególnie wobec nadziei na masowe wykorzystywanie IoT, które bazując właśnie na systemach łączności, może wnieść użyteczne funkcje odpowiadające zadaniom na poziomie zerowym.

Trzeci poziom zarządzania jest związany z warstwą ekonomiczną i pozwala uwzględniać zjawiska średnio- i długookresowe, na podstawie np. prognoz pogody, ale też przyjętych taryf, możliwości zaplanowania przerw serwisowych itp. To zarazem poziom współpracy z KSE, który w szczególnych przypadkach może posłużyć do koordynacji współdziałających mikrosieci pełniących rolę wirtualnej elektrowni zasilającej (przy pewnej, ustalonej wcześniej klasie ograniczeń dla własnych użytkowników) w przypadku zaburzenia stabilnych dostaw energii dla KSE.

Warto podkreślić, że w modelu mikrosieci jako cel nie dominuje dążenie do samozaopatrzenia w energię z rozproszonych źródeł. Celem jest zapewnienie lokalnie wysokiej jakości (stabilności) dostaw energii, minimalizacja kosztów utrzymywania stabilności

systemu, możliwość utrzymania zasilania dla priorytetowych odbiorców w przypadku braku zasilania z KSE i dodatkowa rola regulacyjna dla KSE, stosownie do własnych lub zagregowanych z innymi mikrosieciami możliwości, oraz oczywiście redukcja emisji zarówno gazów cieplarnianych, jak i czynników wpływających na powstawanie smogu.

Nieco inaczej zostało opisane podejście do mikrosieci w opracowanym w 2017 r. i opublikowanym w kwietniu 2018 r. standardzie IEEE 2030.7. Zdefiniowano tam platformę zarządzania mikrosiecią MEMS (*Microgrid Energy Management System*). Zadania samej mikrosieci są jednak określone praktycznie tak samo jak we wcześniejszym podejściu US DOE. W standardzie wydzielono cztery warstwy funkcjonalne:

- warstwę sterowania urządzeniami w zakresie stabilizacji poziomu napięcia i częstotliwości sieci,
- warstwę łączności zapewniającą funkcjonowanie lokalnej sieci energetycznej poprzez sieć transmisji danych,
- oprogramowanie zarządzające/sterujące procesami generacji, odpowiedzią popytową i optymalizacją,
- komunikacja z KSE.

Celem standardu IEEE 2030.7 jest zapewnienie możliwości współpracy urządzeń i oprogramowania niezależnie od topografii sieci, konfiguracji czy uwarunkowań systemu regulacji sektora energii w konkretnym kraju.

Koncepcja mikrosieci w aspekcie technicznym zbiega się z podejściem przyjętym w klastrach energii. W obu opisanych przypadkach od strony technicznej chodzi o uzyskanie takich samych rezultatów, jakie chcą osiągać klastry energii. Klastry wypełniają jeden bardzo istotny brak. Przedstawione modele mikrosieci nie odnoszą się bowiem do niezmiernie ważnego aspektu: organizacyjnego. Jest on istotny, jeśli energetyka rozproszona ma mieć cechy energetyki obywatelskiej. Koncepcja klastrów energii zawiera poziom organizacyjny umożliwiający znalezienie wspólnego celu dla grupy lokalnych podmiotów, włączając w to samorząd lokalny. Powstaje niejako „oddolnie” i nie

tylko wyzwała przedsiębiorczość, ale też poprawia wykorzystywanie lokalnych zasobów. Z założenia klastry nie są bowiem „receptą”, według której organizuje się przedsięwzięcie, tylko sposobem na odnoszenie korzyści z różnorodności. Co więcej, poszczególne instrumenty służące energetyce obywatelskiej układają się w pewną formę ewolucji wartości, której najwyższym etapem są właśnie klastry energii.

## Drabina integracji

W rozwoju energetyki obywatelskiej, i zarazem w transformacji systemu energetycznego, warto wyróżnić cztery fazy, w których sukcesywnie zwiększa się poziom kooperacji i osiąganych z tego korzyści dla uczestników. Uzupełniający się potencjał wytwórczy OZE, wraz z wykorzystaniem strony popytowej, umożliwia zmniejszanie kosztów systemowych związanych z wprowadzaniem niesterowalnych źródeł OZE do KSE.

Łańcuch wartości z rozwoju energetyki rozproszonej układu się następująco, według przedstawionego poniżej poziomu kooperacji.

### Faza pierwsza:

#### prosument – działanie indywidualne

W działaniu indywidualnym wartością jest możliwość naśladowania innych; ułatwia dostosowanie rozwiązania do własnej sytuacji i podjęcie decyzji inwestycyjnej.

Prosument tworzy (zamawia) instalacje na potrzeby własne i wymaga wsparcia ze strony KSE, spełniającego tu rolę magazynu, choć faza jest realizowana poprzez zarządzanie wytwarzaniem przez źródła sterowalne. Do poziomu kilku procent w odchyleniach produkcji i dostaw energii regulacja odbywa się automatycznie. Przy zwiększeniu udziału prosumentów w wytwarzaniu energii powyżej kilkunastu procent pojawia się potrzeba bieżącego zbierania informacji i zarządzania dostawami energii przez operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).



Informacje takie można zbierać z liczników pomiarowych energii z funkcją zdalnego odczytu i następnie uruchamiać odpowiednie procedury w centrach dyspozycji mocy OSD.

W przypadku prosumentów zakłada się maksymalne wykorzystanie energii z OZE na sieci niskich napięć, a więc możliwie bez strat na przemianie napięć. Jednak trudno jest tu osiągnąć zrównoważenie wytwarzania i odbioru na poszczególnych fazach. Wraz z rosnącą popularnością aranżacji prosumenckich w pewnych godzinach pojawia się bardzo silne obciążenie linii i nadprodukcja, którą trzeba przekazać na poziom wyższych napięć.

W polskim modelu prosument ma motywację ekonomiczną do konsumpcji własnej energii, niestety jednak ma ograniczone technicznie możliwości, by układać w ten sposób swoje zapotrzebowanie. W efekcie, chcąc zbliżyć się do samowystarczalności, musiałby przez około 10% roku odprowadzać do sieci tyle energii, ile będzie odbierał przez pozostały czas. Na poziomie dużego przybliżenia oznacza to, że przyłącze energetyczne prosumenta powinno wytrzymać obciążenie dziesięciokrotnie większą mocą odprowadzaną do sieci w stosunku do przeciętnego poboru poza godzinami wytwarzania. Operator systemu dystrybucyjnego musi uporać się z problemem bilansowania energii, w tym uwzględnić zarówno przytoczony wcześniej „kontur kaczkę”, jak i raptowne spadki i wzrosty generacji w okresie zmiennego zachmurzenia.

### Faza nieklasyfikowana: wirtualny prosument – z kompensacją statystyczną

Istotnym ułatwieniem dla prosumentów z grupy małych i średnich przedsiębiorstw jest możliwość rozdzielenia geograficznego wytwarzania i konsumpcji energii. Jeśli prosument wirtualny działa w modelu opustów i w trybie kompensacji statystycznej, to oznacza, że energia z jego źródeł będzie wprowadzona w całości do KSE w momencie, gdy będzie mogła być wytworzona. Zostanie natomiast odebrana wówczas,

gdy będzie to dla prosumenta najbardziej wygodne. Operator obciążony jest więc w tym przypadku całością usług systemowych: zarówno w zakresie przesyłu, jak i bilansowania.

Model ten wnosi do systemu wartość wynikającą z faktu wytwarzania energii z OZE. Sprzedawca energii, z którym dany prosument ma zawartą umowę kompleksową, ponosi zarówno koszty przesyłania, jak i sprzedaży odebranej energii do innego odbiorcy, oraz koszty zakupu i przesłania energii w celu dostarczenia jej w okresie, kiedy prosumentowi będzie potrzebna. Energię wyprodukowaną przez wirtualnego prosumenta co do zasady sprzedawca musi dostarczyć innym podmiotom i z uzyskanych kwot opłacić wymienione wcześniej koszty przesyłania energii oraz dostawy umówionej części energii dla prosumenta. Brak jednoczesności i zużycia „wewnętrzne” sprawia, że jeśli prosument wirtualny z kompensacją statystyczną miałby funkcjonować w oparciu o opusty, jak ma to miejsce w przypadku dotychczasowych prosumentów, to powstaje zbędna komplikacja i wiele obszarów ryzyka, które wniosą dodatkowe elementy kosztotwórcze.

W tym przypadku dla wszystkich stron lepsze będą bezpośrednie rozliczenia energii sprzedawanej i kupowanej. Z tego względu proponuję nie brać pod uwagę tego wariantu w klasyfikacji faz narastającej kooperacji w transformacji energetyki.

### Faza druga: wirtualny prosument – z kompensacją w czasie rzeczywistym

Jeśli wirtualny prosument dąży do jednoczesności wytwarzania i zużycia energii, bo ma w tym interes ekonomiczny, to rozwiązanie takie wnosi korzyści do KSE. Oczywiście najmniejsze straty na przesyśle wystąpią, jeśli oba przyłącza są na tej samej gałęzi sieci, a OSD zapewnia coś w rodzaju tranzytu. Jeśli jednak z powodów topograficznych konieczne będzie przejście przez transformatory, to straty te można uwzględnić w rozliczeniu. Natomiast nadmiarowo odprowadzona energia, której wirtualny prosument nie był w stanie

na bieżąco zużyć, może stanowić zaliczkę o istotnej wartości na poczet energii potrzebnej prosumentowi w okresie, gdy z powodów technicznych źródło OZE nie generuje wystarczającej ilości energii.

W zasadzie można się zastanawiać, czy wirtualny prosument istotnie wnosi wartość kooperacyjną do systemu energetycznego. Argument w tej sprawie stanowi fakt, że jest to model dla przedsiębiorców, którzy są odbiorcami zbiorowymi. Najczęstsze zagospodarowanie odbieranej energii stanowi wiele urządzeń tworzących różne stanowiska pracy. Równie ważne jest jednak, że wprowadzenie prosumenta wirtualnego z kompensacją w czasie rzeczywistym daje bazę do kolejnego kroku: integracji.

#### Faza trzecia:

#### integracja zasobów wytwórczych i odbioru przy zapewnieniu kompensacji w czasie rzeczywistym

W zasadzie nie ma powodu, by nie umożliwić wspólnego wykorzystywania źródeł OZE. Może to się przejawiać w zespoleniu instalacji wytwórczych, tak by wyprowadzana z nich energia była traktowana łącznie. Może to być jedno źródło lub wiele źródeł korzystających z jednego przyłącza albo też z wielu przyłączy. Może to być jeden właściciel, forma współwłasności lub złożenie własności wielu podmiotów. Podobnie nie ma powodu, by nie umożliwić wspólnego odbioru w jednym lub w wielu miejscach. Istotą agregacji jest jednak zgranie zagregowanego wytwarzania ze zagregowanym odbiorem. Konieczne jest tu zapewnienie łączności w celu wprowadzenia zdalnego sterowania dla odbiorników z możliwością ustawienia przez użytkowników różnych scenariuszy. Sprawą użytkowników jest rozliczanie się między sobą, ale ważne jest, by aranżacja techniczna to ułatwiała. Korzyść z takich aranżacji jest oczywista, składa się z potencjału wytwórczego, możliwości gospodarowania przestrzenią na instalacje oraz możliwości dostosowywania własnego zapotrzebowania do generowanej w uzależnieniu od aury energii.

#### Faza czwarta:

#### klastry energii

Klastry energii to wyższa forma integracji podaży i popytu zorganizowana w mikrościeć. Elementem istotnym dla klastra jest autonomiczne zarządzanie przesyłami energii w miejscowych sieciach energetycznych poprzez łączenie generacji z zasobów własnych i zasobów innych operatorów w celu jej bilansowania z energią dostarczoną/odebraną przez własne lub inne podmioty. Konieczne jest tu przesyłanie danych związanych z opomiarowaniem i możliwością sterowania w czasie rzeczywistym urządzeniami dla wszystkich źródeł, odbiorców oraz komponentów sieci.

Duże, autonomiczne instalacje OZE (farmy) są często zainteresowane bezpośrednimi kontraktami handlowymi z odbiorcami finalnymi. Choć to może nie wydawać się oczywiste, taka formuła nie ma znaczenia dla bilansowania podaży z popytem. Odbiorca pobierze energię z sieci energetycznej w wielkości za-kontraktowanej, jednak bilansowanie w tym momencie ma charakter wyłącznie statystyczny. Pośrednik lub sam wytwórca, aby sprostać bieżącym potrzebom odbiorcy finalnego, będzie wykonywał operacje sprzedaży i kupna energii stosownie do potrzeb bilansowania handlowego. Taka aranżacja jest jednak utrudnieniem dla sprzedawcy energii, który w okresie braku wytwarzania energii z OZE będzie kupował droższą energię kompensującą. Antidotum wydaje się tu tworzenie przemysłowych klastrów energii, które choć nie mają za zadanie obsługiwać indywidualnych konsumentów energii, to jednak wniosą wartość, odciążając KSE w zakresie bilansowania podaży z popytem na energię.

#### Klastry prototypownią rozwiązań dla energetyki rozproszonej

W strukturze klastrów energii, czy to lokalnych, czy przemysłowych, jest miejsce do wprowadzania innowacyjnych rozwiązań prowadzących do zaspokojenia potrzeb energetycznych uczestników po niższej

cenie. Mimo że zapewnienie ogrzewania przez spalanie metanu jest tańsze niż wykorzystanie w tym celu energii elektrycznej, zarządzanie mikrosiecią elektroenergetyczną oraz dystrybucja gazu przez klaster energii elektrycznej daje kolejne narzędzie bilansowania. W trakcie nadwyżki energii elektrycznej możliwe jest wyprzedzające grzanie zbiorników z gorącą wodą. Zaoszczędzony w tej operacji gaz może zostać wykorzystany później, gdy generacja z OZE będzie za niska w stosunku do popytu, by zasilić nim turbiny generujące energię elektryczną. W tej aranżacji podmiot zarządzający bilansowaniem energii dysponuje energią elektryczną po cenie gazu lub gazem po cenie szczytu wytwarzania przez OZE. W praktyce ceny zostaną uśrednione, ale korzyści mogą odnieść wszyscy uczestnicy klastra energii.

W przypadku zarządzania przez klaster energii lokalną siecią dystrybucji gazu, jej rola również może zmienić się na sieć dystrybucji gazu wytworzonego lokalnie. Może to być biogaz z lokalnej biogazowni, uzupełniany w razie potrzeby metanem dokupowanym z sieci PGNiG. Wspierając koncepcję tworzenia wydzielonych enklaw zasilanych ze zbiorników gazu ziemnego, tam gdzie nie dociera jeszcze sieć dystrybucyjna PSG lub przesyłowa Gaz Systemu podstawą zaopatrzenia może być właśnie biogazownia. Biometan lub częściowo tylko oczyszczony biogaz może być wprowadzany z biogazowni do wydzielonej sieci, jeśli urządzenia odbiorcze zostaną odpowiednio dostosowane. Również w dostarczonym paliwie może znaleźć się domieszka wodoru wytworzonego w wyniku zagospodarowywania nadmiarowej produkcji OZE.

## Podsumowanie

Wykorzystanie zamienności między energią elektryczną, gazem i ciepłem wymaga wypracowania nowych konstrukcji i zasad instalacji dostępnych już dziś w innej formie technicznej. Konieczne jest precyzyjne dostosowanie urządzeń do charakterystyki zapotrzebowania użytkowników, co należy wypracować w ramach instalacji testowych. Wykorzystanie nowych

narzędzi wspomaganych systemami zbierania, przetwarzania danych i sterowania elementami infrastruktury w czasie rzeczywistym daje szansę na szybszą, głębszą i tańszą dla odbiorców końcowych transformację sektora energii, którą szkoda byłoby zaprzepaścić. Wzorce do wprowadzania zmian powinny zostać wypracowane w klastrach energii, gdyż są to organizacje otwarte na szukanie nowych rozwiązań i mają zdecydowanie mniejszą inercję niż wiodące podmioty na rynku, natomiast przebyte procesy weryfikacyjne gwarantują rzetelność podejścia i otwartość na upowszechnianie dobrych praktyk.

## Integration ladder for stabilization of distributed energy system

**Abstract:** Already existing technologies can be instrumental in new arrangements being target at eliminating problems of an ongoing transformation of energy system. Gains are expected from dropping traditional silos separation by introducing real or virtual substitution of energy means and alternative expenditures valuation of unpaid price at pick electricity demand period. New arrangements of technology solutions call for different organizational environment. The concept of "integration ladder" of energy resources as a classification in decentralised energy system helps to justify value introduced to national grid. Integration ladder of energy resources is pointing out gradual increase in capability of finding equilibrium. Climbing up an integration ladder of resources increases a choice of tools being instrumental in securing compensation of discrepancy in supply and demand. The introduced here new business models need a technology to support control on system level. The most advanced structure in terms of integration ladder is microgrid being capable to operate autonomously or offer services for the national grid stabilisation. The correlation between microgrid and energy cluster concept was pointed out by showing the same aim: the local equilibrium of energy network with energy cluster concept being extended by covering also a business organisation aspect. Here, keeping voltage and frequency of microgrids stable is obtained by business transactions related to continuity of supply from intermittent renewables and alternative resources whenever the supply is either not satisfactory or in excess. The microscale of problems solved in energy clusters simplifies breaking the divisions within the energy sector by the interchangeability of electricity, heat / cooling, methane or hydrogen and liquid fuels achieved in new technical arrangements of devices already used on a large scale thanks to the use of a communication and automation system.

**Keywords:** energy clusters, grid balancing, microgrids, distributed energy systems, energy means substitution

### Bibliografia:

Ellamla H.R., Staffell I., Bujlo P., Pollet B.G., Pasupathi S. (2015), *Current status of fuel cell based combined heat and power systems for residential sector*, "Journal of Power Sources" 293 (C): 312–328.

- Lima A., Szczerbowski R. (2019), *Technologia Power to Gas w energetyce*, „energia gigawat” 4 (218): 32-35.
- Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program (2011), *DOE Microgrid Workshop Report*, *Microgrid\_Workshop\_Report\_August\_2011.pdf* (energy.gov) [dostęp: 26.05.2021].
- Pehnt M., Cames M., Fischer C., Praetorius B., Schneider L., Schumacher K., Voß J.-P. (2006), *Micro Cogeneration, Towards Decentralized Energy Systems*, Berlin, Heidelberg.
- Solar Power Europe (2020), *EU Market Outlook For Solar Power 2020-2024*: 17, <https://www.solarpowereurope.org/european-market-outlook-for-solar-power-2020-2024/> [dostęp: 26.05.2021].

---

**Andrzej J. Piotrowski**

Były Wiceminister Energii  
Były Wiceprezes PGE Systemy



## Energetyka Rozproszona

Czasopismo redagowane przez zespół projektu Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER) ([www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)) w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” GOSPOSTRATEG.



**KlastER**

Redaktor naczelny:  
Sławomir Kopec

Sekretarz redakcji:  
Katarzyna Faryj

Członkowie redakcji:  
Zbigniew Hanzelka  
Andrzej Kaźmierski  
Marek Kisiel-Dorohinicki  
Ryszard Sroka  
Wojciech Suwała  
Tomasz Szmuc  
Karol Wawrzyniak

Redakcja i korekta językowa:  
Malwina Mus-Frosik

Skład:  
MUNDA Maciej Torz

Projekt okładki i layoutu:  
Tomasz Budzyń

Strona internetowa:  
Sebastian Medoń  
Jakub Mirek

Wydawca:

Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie  
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Kontakt:

Energetyka Rozproszona  
Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie  
al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków  
Paw. H-A2, III piętro  
tel. 12 888 55 29  
e-mail: [klaster\\_er@agh.edu.pl](mailto:klaster_er@agh.edu.pl)  
[www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)  
[www.energetyka-rozproszona.pl](http://www.energetyka-rozproszona.pl)  
<https://doi.org/10.7494/er>

© Autor

Creative Commons CC-BY 4.0

ISSN 2720-0973



Ministerstwo Rozwoju,  
Pracy i Technologii



Narodowe Centrum  
Badań i Rozwoju