



Forum  
Energii

Analizy i dialog



## 8 sposobów integracji OZE

Bezpieczeństwo systemu wobec  
wzrostu źródeł zmiennych

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacja Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

OPIEKA MERYTORYCZNA:

**dr Joanna Maćkowiak Pandera**, Forum Energii

WSPÓŁPRACA:

**dr Fabian Joas**, Agora Energiewende

AUTORZY:

**Izabela Kielichowska**, **dr Karoline Steinbacher**, **Thobias Sach**,  
**Michael Döring**, **Fabian Wigand**, Ecofys

TŁUMACZENIE:

**Justyna Piszczatowska**

Projekt zrealizowano we współpracy z Agora Energiewende

04	Wstęp
05	Kluczowe wnioski z raportu
06	Wprowadzenie
10	8 sposobów integracji zmiennych OZE
26	Podsumowanie
28	Przypisy

# Wstęp

W polskim systemie elektroenergetycznym zachodzą poważne zmiany. Modernizacja systemu przesyłowego i planowane wyłączenia części elektrowni węglowych stwarzają okazję, by przygotować system na zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii.

Energetyka wiatrowa i słoneczna rozwijają się najbardziej dynamicznie. W przyszłości bardzo prawdopodobny jest wzrost ich zainstalowanej mocy w Polsce. Wpływają na to: szybki spadek kosztów energii wiatrowej i słonecznej w ostatnich latach, bliskie zera koszty krańcowe wytwarzania oraz wkład OZE we wspieranie niezależności energetycznej. Istotnym wyzwaniem może być integracja tych źródeł w systemie elektroenergetycznym, ponieważ są one uzależnione od warunków pogodowych. Nie zawsze wieje wiatr i nie zawsze świeci słońce, dlatego konieczna jest dyskusja, jakimi metodami można w efektywny kosztowo sposób wesprzeć integrację OZE w systemie, a tym samym zapewnić stabilność krajowego systemu energetycznego.

W procesie wyboru i wdrożenia właściwych opcji można korzystać z doświadczeń innych krajów, które istotnie zwiększyły udział energii wiatrowej i słonecznej w swoich systemach. Istotne są również doświadczenia już zdobyte w kraju. Dotychczas w polskiej energetyce przybyło 5,6 GW mocy wiatrowych, a - zgodnie z deklaracjami Ministerstwa Energii<sup>1</sup> - generacja ze słońca może wynieść w kolejnych latach 2 GW.

Chociaż na razie brakuje strategii rozwoju OZE w polskim systemie energetycznym, ważne, aby nie wykluczać tej opcji. Istotna jest dyskusja, jak OZE mogą sensownie uzupełnić polski miks energetyczny, zapewniając jednocześnie stabilność jego funkcjonowania.

Niniejsze opracowanie przedstawia osiem głównych obszarów działania, mogących ułatwić dalszą integrację zmiennych źródeł energii w specyficznym kontekście zmieniającego się systemu energetycznego Polski. Nie wszystkie opcje integracji będą dla Polski istotne w tym samym czasie. Kluczowe jest jednak, aby rozpocząć dyskusję na ten temat wystarczająco wcześnie.

Z wyrazami szacunku  
**dr Joanna Maćkowiak Pandera**  
 Prezes Forum Energii

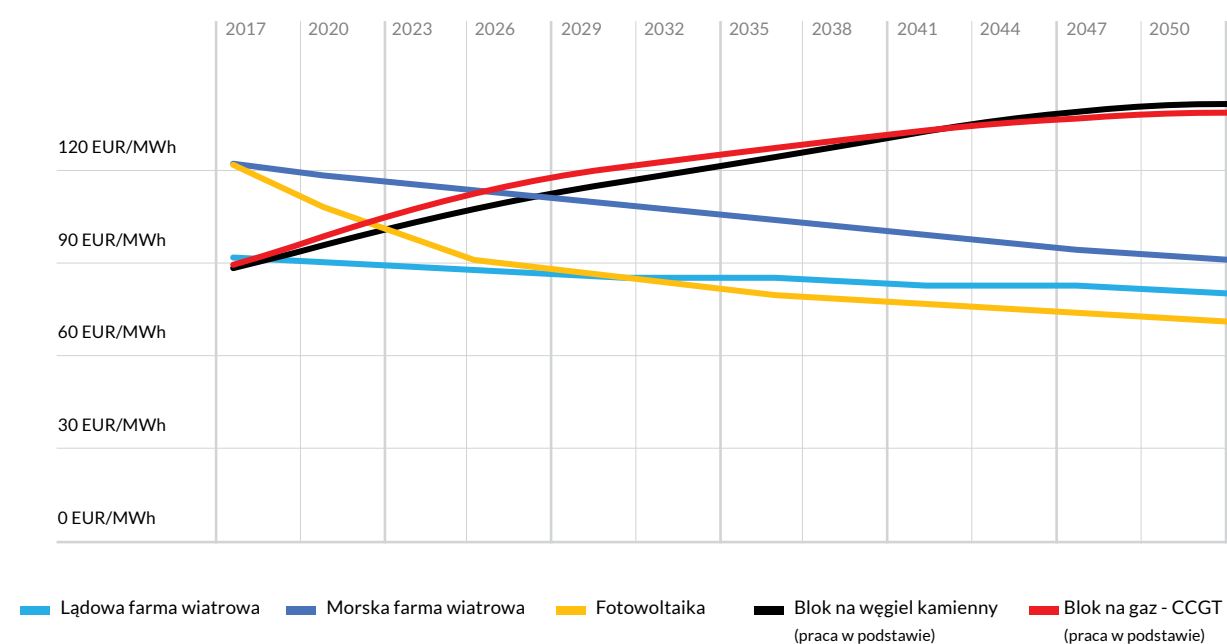
## 2. Kluczowe wnioski z raportu

- Udział OZE o zmiennym poziomie produkcji w polskiej energetyce będzie rósł. Charakterystyka pracy tych źródeł wymaga większej elastyczności systemu - zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej. Istotne jest reagowanie na fluktuacje w poziomie wytwarzania energii w źródłach konwencjonalnych.
- Pierwsze kroki związane z poprawą elastyczności w polskim systemie elektroenergetycznym zostały już podjęte. Wdrożono między innymi program DSR. Konieczny jest konsekwentny rozwój tego programu oraz wdrażanie innych usług systemowych.
- Starzejąca się infrastruktura sieciowa i majątek wytwórczy będą wymagały znaczących inwestycji i **modernizacji**. Konieczne jest uwzględnienie w tych planach rozwoju źródeł OZE.
- Istotna jest poprawa warunków **współpracy regionalnej** na rynku energii - w zakresie zarządzania, zasad rynkowych, integracji i eksploatacji sieci. Będzie ona wspierać poprawę bezpieczeństwa, poprzez możliwości bilansowania zmiennych źródeł energii odnawialnej na większych geograficznie obszarach.
- W długofalowej perspektywie dla wsparcia integracji OZE istotne będą bardziej **zaawansowane opcje**, takie jak tworzenie powiązań między sektorem energii elektrycznej a ciepłownictwem i transportem. Ważne będzie też wykorzystywanie możliwości inteligentnego magazynowania energii, w związku ze spadkiem cen tych instalacji.

### 3. Wprowadzenie

Struktura źródeł energii wykorzystywanych w Polsce ulega zmianom. 26 grudnia 2016 r. niemal jedna trzecia zużytej energii pochodziła z generacji wiatrowej,<sup>2</sup> dzięki czemu Polska ustanowiła nowy rekord udziału OZE. Choć liczby bezwzględne nadal wykazują raczej niewielki udział zmiennych źródeł energii odnawialnej w produkcji w ciągu roku (8% w 2016 r.) i jest to niemal wyłącznie generacja wiatrowa na lądzie, to w przyszłości rola zmiennych źródeł OZE będzie rosła. Energetyka wiatrowa i słoneczna w ostatnich latach odnotowały znaczący postęp technologiczny i obniżkę kosztów inwestycyjnych. Znajduje to odzwierciedlenie w wynikach aukcji na całym świecie. W wielu regionach źródła wiatrowe i słoneczne wygrywają konkurencję cenową ze źródłami konwencjonalnymi (rysunek 1).

Prognozowany jest dalszy spadek kosztów energii ze źródeł odnawialnych, co czyni je technologią określaną jako „game changer” – zdolną zmienić zasady gry w sektorze energetycznym. Przemiany te poskutkują najprawdopodobniej wzrostem udziału zmiennych OZE w miksie energetycznym również w Polsce, gdzie za ich rozwojem przemawiają dodatkowe argumenty. Krajowy potencjał w energetyce odnawialnej może w szczególności przyczynić się do wypełnienia tzw. luki generacyjnej i do wzmocnienia niezależności od importu energii<sup>3,4</sup>. Wkład OZE w realizację celów redukcji emisji w Polsce – zarówno jeśli chodzi o łagodzenie zmian klimatu, jak i lokalne zanieczyszczenie powietrza – jest dodatkowym czynnikiem, który prawdopodobnie przyczyni się do wzrostu udziału zmiennych źródeł w całkowitym bilansie energetycznym kraju.



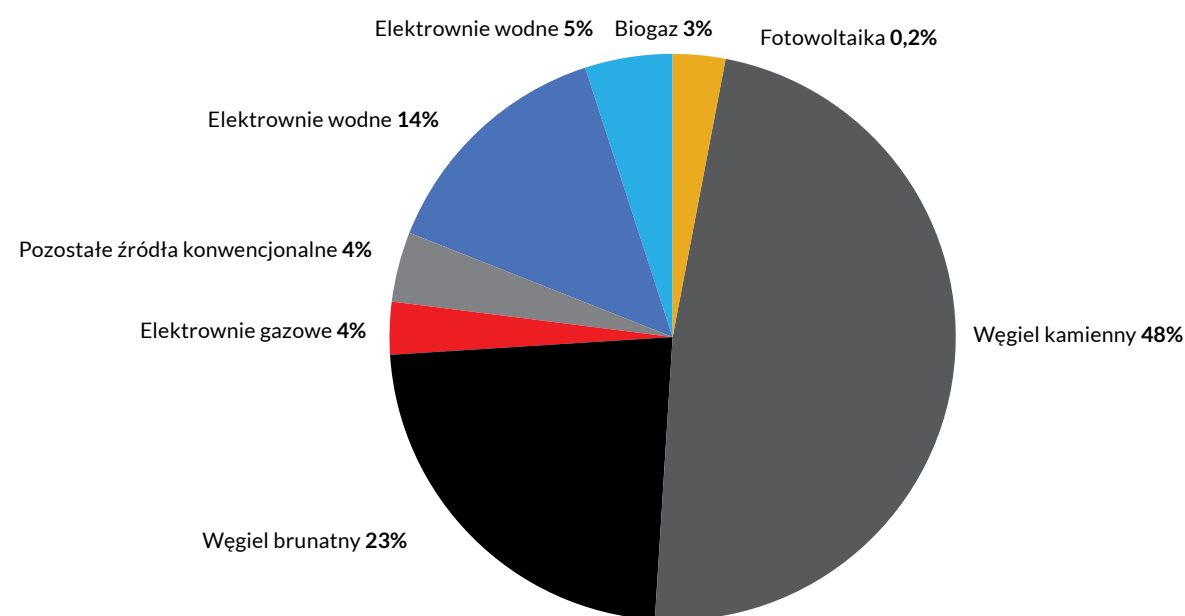
Rysunek 1: LCOE zmiennych OZE oraz elektrowni węglowych pracującej w podstawie obciążenia (r=7%)

Obecność zmiennych OZE w systemie może przynosić pozytywne efekty. Jednak ich nieodłączna cecha, jaką jest bezpośrednia zależność od dostępności wiatru i światła słonecznego, jest wyzwaniem dla podmiotów zarządzających systemami energetycznymi. Niższe wskaźniki obciążenia zainstalowanej mocy, pokazujące jaka jest faktyczna dostępność tych źródeł w danym okresie, mogą być jednak równoważone. Do przykładowych działań zaliczyć można optymalne rozmieszczenie mocy wytwórczych OZE na terytorium kraju<sup>5</sup>, lepszą współpracę międzysystemową lub zwiększenie elastyczności innych elementów systemu energetycznego. Dzięki takim inicjatywom maleje zapotrzebowanie na moce rezerwowe, po które sięga się w okresach bez wiatru i słońca<sup>6</sup>.

Potrzeba modernizacji polskiego sektora energetycznego – zarówno na poziomie sieci, jak i wytwarzania – staje się coraz pilniejsza ze względu na przestarzałą infrastrukturę. Celem niniejszego raportu jest przedstawienie sposobów, które ułatwią Polsce integrację energetyki odnawialnej. Uważamy, że oparta na faktach dyskusja o dostępnych opcjach integracji OZE jest ważna. Poniżej przedstawiono najważniejsze tezy integracji:

1. Infrastruktura sieciowa w Polsce wymaga modernizacji. Trwają prace związane z rozwojem sieci. W ramach tego procesu można przygotować system energetyczny na zwiększenie mocy odnawialnych źródeł energii i ułatwić ich integrację.
2. Majątek wytwórczy będzie wymagał nieuchronnej modernizacji i zastępowania starych jednostek nowymi. Można to wykorzystać jako szansę i zapewnić, że nowe moce w energetyce konwencjonalnej będą bardziej elastyczne i zdolne do współpracy ze zmiennymi OZE.
3. Elastyczność jest kluczowa również jeśli chodzi o reakcję strony popytowej (DSR). Pierwsze doświadczenia w Polsce są obiecujące i wskazują, że wykorzystanie tego rozwiązania ma potencjał, by ułatwiać integrację OZE w systemie.
4. Biorąc pod uwagę szerokie wykorzystanie ciepła sieciowego i kogeneracji oraz rosnące zainteresowanie rozwojem transportu elektrycznego, Polska jest w stanie wykorzystać synergie między tymi sektorami, a tym samym lepiej przystosować się do wytwarzania większych ilości energii ze zmiennych OZE.
5. Polska dysponuje własnym potencjałem w zakresie magazynowania ciepła. Jednocześnie może wykorzystać spadek kosztów technologii magazynowania energii elektrycznej. Technologie te będą zyskiwać na znaczeniu wraz ze wzrostem udziału zmiennych OZE w miksie energetycznym, świadcząc usługi systemowe i zapewniając elastyczność.
6. Lokalizacja przybywających w systemie zmiennych OZE może być programowana z wykorzystaniem narzędzi planistycznych. Ułatwia to skoordynowaną integrację zamiast niekontrolowanego rozwoju.
7. Jeśli rynek jest właściwie zaplanowany, zmienne OZE mogą wspierać stabilność systemu, np. poprzez świadczenie usług systemowych.
8. Zarówno dla Polski, jak i innych krajów, angażowanie się w europejskie wysiłki i debatę w ramach współpracy regionalnej może przynieść korzyści w postaci stabilnej pracy systemu – w tym tańszej integracji większych udziałów zmiennych źródeł energii odnawialnej.





Rysunek 2: Stan mocy elektrycznej zainstalowanej w polskiej energetyce. Źródło: ARE, 2016.

Polski miks energetyczny jest oparty na węglu (kamiennym i brunatnym).<sup>7</sup> Z odnawialnych źródeł energii, włączając wykorzystanie odpadów, w 2016 r. pochodziło 14% wytworzonej energii (z tego 7% z farm wiatrowych, 6% z biopaliw i odpadów i 1% z elektrowni wodnych).<sup>8</sup> Według stanu na koniec 2016 r., w energetyce odnawialnej w Polsce zainstalowanych było 8 GW mocy (z tego 5,8 GW to farmy wiatrowe, 1 GW – elektrownie wodne, 0,9 GW – źródła biomasowe, 0,2 GW – biogazownie a 0,2 GW ogniwa słoneczne). Całkowita moc zainstalowana w systemie wynosiła tymczasem 41,2 GW (rysunek 2).<sup>9</sup>

W ostatnich latach Polska była jednym z najszybciej rozwijających się rynków energetyki wiatrowej. W latach 2012-2015 moce zainstalowane w tej technologii podwoiły się, choć w ostatnim czasie rozwój źródeł wiatrowych został znacząco zahamowany.<sup>10</sup>

Polski system przesyłowy przyjął tak istotny przyrost mocy w zmiennych OZE bez większych trudności.<sup>11</sup> Jak jednak wskazują doświadczenia krajów bardziej zaawansowanych pod względem rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej, najlepiej jest odpowiadać na wczesnym etapie na wyzwania dotyczące działania systemu i jego stabilności, które mogą pojawić się wraz z dalszym przyrostem mocy zmiennych OZE.<sup>12</sup>

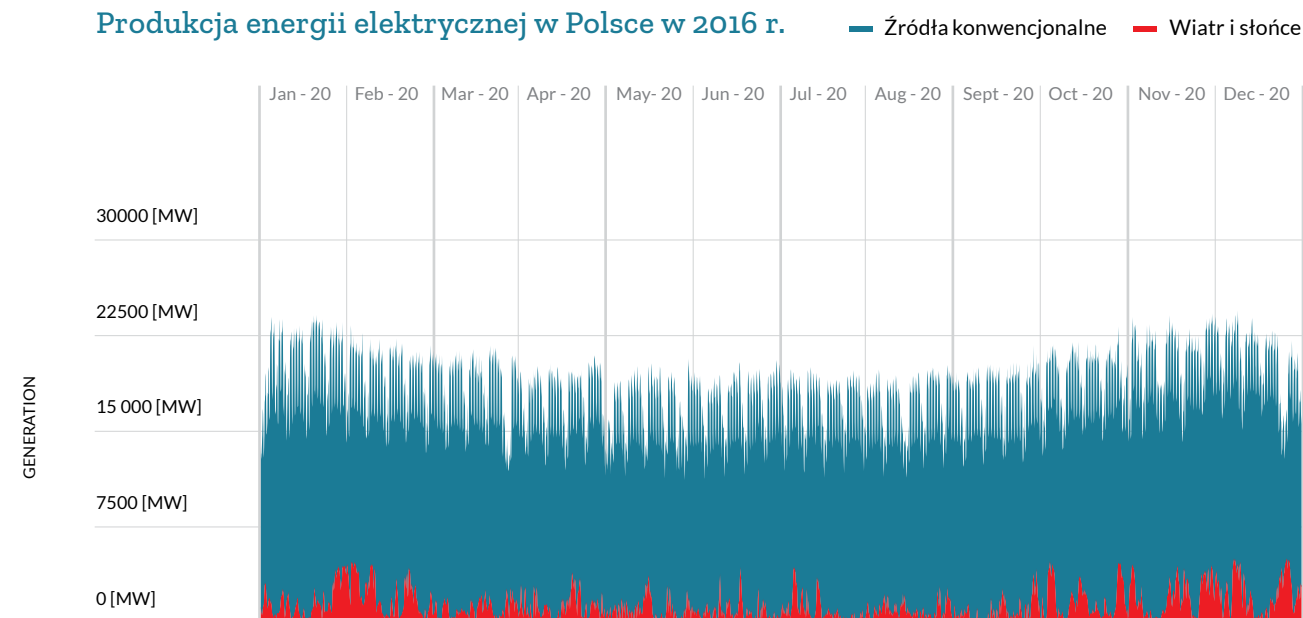
Pod względem całkowitego zaopatrzenia w energię pierwotną, Polska jest zależna od importu w 30%, głównie od dostaw ropy naftowej i gazu z Rosji. Odsetek ten systematycznie wzrasta począwszy od 1990 r., kiedy wynosił 1%.<sup>13</sup>

W średniookresowej perspektywie krajowe uzależnienie od importu będzie prawdopodobnie rosło ze względu na oczekiwany do 2030 r. spadek produkcji krajowego węgla kamiennego

wykorzystywanego w energetyce i ciepłownictwie.<sup>14</sup> W perspektywie długookresowej malejąca podaż węgla brunatnego (po roku 2030) wywoła dodatkową presję na import paliw lub poszukiwanie alternatywnych zasobów krajowych (np. OZE).

W 2015 r. Polska pokryła całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną z krajowych źródeł, a dodatkowo wyeksportowała niewielką, wynoszącą 334 GWh, nadwyżkę netto. Natomiast w latach 2014 r. i 2016 r. Polska zaimportowała ponad 2 TWh energii elektrycznej.

### Produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2016 r.



Rysunek 3: Wytworzenie energii (źródła konwencjonalne i zmienne źródła odnawialne) w Polsce w 2016 r. Źródło: ENTSO-E Transparency Platform.

Zgodnie z celami Unii Europejskiej zawartymi w Pakiecie energetyczno-klimatycznym, Polska powinna do 2020 r. osiągnąć cel 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. W przypadku sektora elektroenergetycznego przekłada się to na 19,3% udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej.

Ze względu na opóźnienia w pracach nad krajową polityką dla sektora energii elektrycznej do 2050 r., Polska zeszła ze ścieżki pozwalającej spełnić długoterminowe cele dla tego sektora. Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), Polska mogłaby osiągnąć do 2030 r. 25,9% udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii końcowej brutto oraz 37,7% w sektorze energii elektrycznej.<sup>15</sup> Ta wizja wydaje się jednak niezwykle ambitna. Przy obecnym, 14-procentowym udziale OZE w krajowym zużyciu energii elektrycznej, Polska może nie zrealizować celu zakładanego na rok 2020.<sup>16</sup>

Niezależnie od tych celów, globalne trendy, takie jak istotny spadek cen technologii w energetyce odnawialnej<sup>17</sup> i wysiłki w kierunku redukcji emisji<sup>18</sup> oraz lokalne wyzwania dotyczące zanieczyszczenia powietrza, będą zwiększać udział zmiennych OZE.<sup>19</sup> Jak te nowe źródła mogą być integrowane z systemem energetycznym opisujemy w poniższych ośmiu punktach.

## 4. 8 sposobów integracji zmiennych OZE

W poniższych punktach omówiono różne sposoby integracji zmiennych OZE w polskim systemie energetycznym.

### 1. Modernizacja sieci przesyłowych

*Inwestycje niezbędne dla modernizacji krajowych sieci energetycznych stwarzają szansę na dodatkową przestrzeń dla energetyki odnawialnej*

Rozbudowa i modernizacja sieci jest zazwyczaj pierwszym, efektywnym kosztowo środkiem na stworzenie w systemie przestrzeni dla zmiennych źródeł energii odnawialnej, zanim sięgnie się po inne środki wspierania elastyczności systemu.<sup>20,21</sup> Sieci energetyczne są kluczowe jeśli chodzi o przepływ energii i bilansowanie popytu i podaży energii na terytorium kraju. Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) jako operator systemu przesyłowego, oraz pięć największych operatorów sieci

dystrybucyjnych, są kluczowymi podmiotami w procesie modernizacji sieci. Około 80% linii 220 kV, 56% linii 400 kV oraz 34% podstacji w Polsce ma ponad 30 lat i wymaga znaczących inwestycji.<sup>22</sup> Jednocześnie infrastruktura ta jest kluczowa dla zabezpieczenia stabilnych dostaw energii w dłuższym terminie.<sup>23</sup> PSE szacuje nakłady inwestycyjne niezbędne w latach 2016-2025 na około 13,26 mld zł (3,11 mld euro).<sup>24</sup>

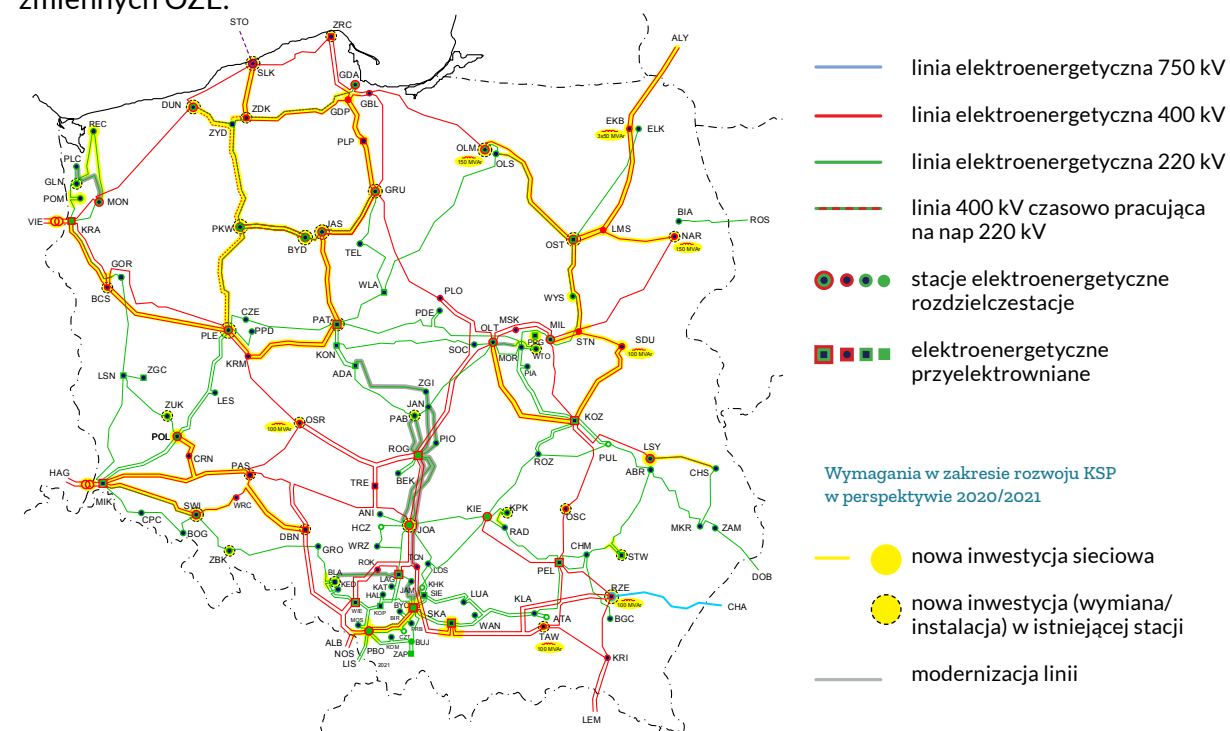
Na poziomie sieci dystrybucyjnych sytuacja jest podobna. Średnia wieku wynosi 30 lat, a amortyzacja sięga 75%.<sup>25</sup> Obecna jakość dostaw energii mierzona wskaźnikiem SAIDI (System Average Interruption Duration Index) znajduje się znacznie poniżej średniej unijnej.<sup>26</sup> Starzenie się infrastruktury prowadzi również do narastających problemów ze spadkami napięcia w sieciach (tzw. brown-outs), co stwarza kolejny motyw do modernizacji infrastruktury.

Kolejnym wyzwaniem jest czas oczekiwania na przyłączenie nowych instalacji OZE do sieci. Według danych polskiego regulatora, pod koniec 2015 r. liczba źródeł energii odnawialnej oczekujących w kolejce na przyłączenie do sieci wynosiła 5000, a ich moc – 18 GW. To około dwukrotnie więcej niż całkowita moc wytwórcza wszystkich OZE przyłączonych do systemu w całym kraju.<sup>27</sup> Na te liczby wpływa jednak fakt, że wnioski o zgody na przyłączenie składa się na bardzo wczesnych etapach projektów. Z tego samego powodu planowanie rozwoju sieci przez operatorów jest utrudnione.

Oprócz wyzwań ze starzeniem się sieci i jakością dostaw, dodatkową presję na pracę systemu energetycznego wywierają czynniki zewnętrzne, w szczególności rosnąca generacja energii z OZE przy niewystarczająco rozwiniętym systemie przesyłowym na terenie Niemiec (patrz również punkt 4) co powoduje tak zwane niekontrolowane przepływy energii przez teren Polski.

Z drugiej strony operatorzy sieci dystrybucyjnych podejmują znaczące inwestycje. W latach 2014-2019 OSD planują przeznaczyć na rozwój infrastruktury 42 mld zł. Przykładowo Enea prognozuje roczne nakłady inwestycyjne na 800-900 mln zł. Wykorzystuje w tym celu m.in. pożyczkę z Europejskiego Banku Inwestycyjnego na budowę lub modernizację 460 km linii wysokiego napięcia i 3800 km linii średniego i niskiego napięcia na północnym zachodzie kraju.<sup>28</sup> Podobne inwestycje planowane są przez Enerę, PGE i RWE/innogy.<sup>29</sup>

Jak widać na mapie przedstawionej na rysunku 4, dodatkowe inwestycje w linie wysokiego napięcia planowane są na zachodzie i północy kraju, niektóre z nich – jak projekt mostu energetycznego GerPol w zachodniej Polsce - jako część dziesięcioletniego planu rozwoju sieci przesyłowej (TYNDP, Ten Years Network Development Plan).<sup>30</sup> Rozważana budowa elektrowni szczytowo-pompowej Młoty w południowo-zachodniej Polsce wraz z linią przesyłową 400 kV to projekt wykorzystujący potencjał elastyczności zapewnianej przez elektrownię<sup>31</sup> i jest kolejnym przykładem inwestycji w infrastrukturę przesyłową, która umożliwi integrację zmiennych OZE.



Rysunek 4: Polski system sieci przesyłowych oraz rozważane obszary rozwoju sieci i połączeń międzysystemowych (kolor żółty). Źródło: PSE 2016 r.

Realizacja procesu modernizacji sieci powinna uwzględniać lokalizację potencjalnych źródeł energii odnawialnej oraz powinna zapewniać, że infrastruktura energetyczna w Polsce oparta jest na zaawansowanych technologiach ICT i rozwiązaniach typu smart. To pozwoli uczestnikom rynku energii reagować i komunikować się wzajemnie w zintegrowany sposób. Ostatnie projekty niemieckich operatorów sieci - TSO TenneT i 50Hertz - pokazują, że innowacyjne technologie, takie jak monitorowanie temperatury linii energetycznych w czasie rzeczywistym, pozwalają zwiększyć wydajność systemu przesyłowego przy ograniczonych kosztach i szybkim wdrożeniu.

## 2. Zwiększanie elastyczności elektrowni konwencjonalnych

W systemie o większym udziale zmiennych OZE rośnie zapotrzebowanie na elastyczne moce konwencjonalne, szczególnie jeśli chodzi o ich zdolność do reagowania na zmiany w poziomie wytwarzania energii i zapotrzebowania. Zwiększenie elastyczności systemu energetycznego ma więc kluczowe znaczenie dla zapewnienia pokrycia coraz bardziej zmiennego obciążenia w podstawie (tzw. rezydualnego). Stanowi ono różnicę między całkowitym popytem a podażą energii ze zmiennych źródeł OZE w danym momencie.

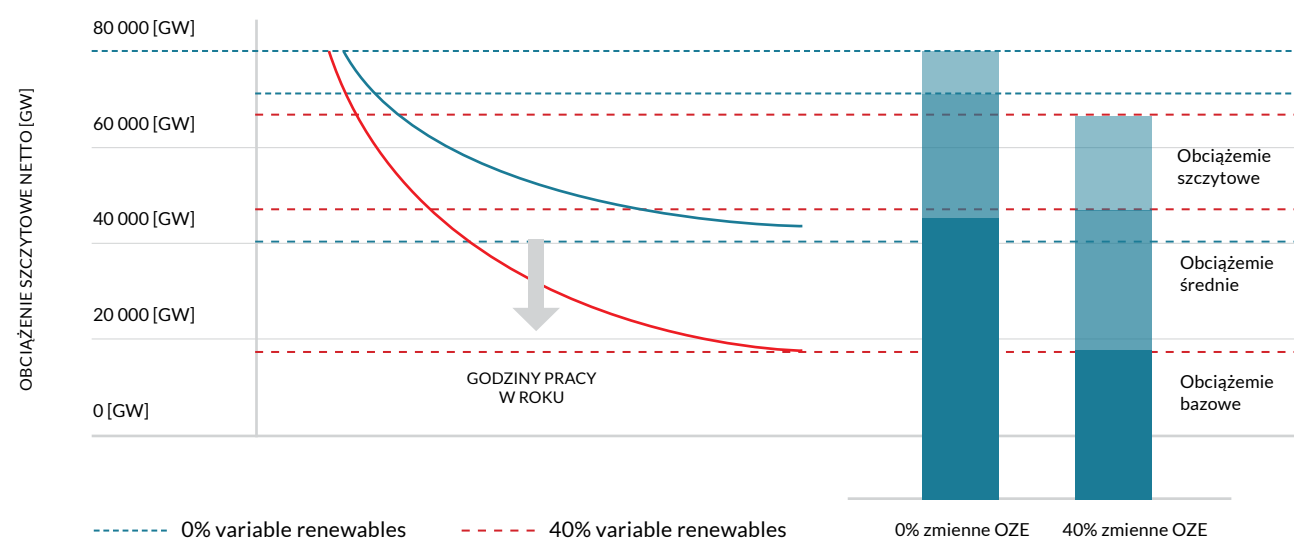
*Elektrownie konwencjonalne muszą być coraz bardziej elastyczne, aby skutecznie odpowiadać na stale rosnącą zmienność obciążenia rezydualnego*

Jak pokazano na rysunku 5, rosnący udział zmiennych źródeł OZE prowadzi do większej zmienności na poziomie wytwarzania, a w konsekwencji do zmniejszonego zapotrzebowania na pracę elektrowni konwencjonalnych i zmianę sposobu pracy. Wcześniej elektrownie konwencjonalne charakteryzowały się relatywnie długim czasem wykorzystania mocy zainstalowanej.<sup>32</sup> Już teraz elektrownie konwencjonalne, w tym i elektrociepłownie, powinny działać w trybie regulacyjnym. Powinny

mieć zdolność do szybkiego reagowania na zmiany obciążenia rezydualnego,<sup>33</sup> które zależy od pory dnia i roku. Cel ten można osiągnąć poprzez zwiększenie operacyjnej elastyczności elektrowni konwencjonalnych, m.in. poprzez zwiększenie możliwości skokowego zwiększania i zmniejszania poziomu produkcji oraz obniżanie minimów technicznych.<sup>34</sup>

### Obciążenie szczytowe netto

### Elektrownie konwencjonalne



Rysunek 5: Wpływ zmiennych OZE na konwencjonalny majątek wytwórczy. Źródło: Ecofys (2014), s. 39.

Majątek wytwórczy w krajowej energetyce jest zdominowany przez nieelastyczną i starzejącą się flotę elektrowni węglowych. Średni wiek bloków na węglu kamiennym wynosi około 40 lat, a w przypadku jednostek na węglu brunatnym – 30 lat,<sup>35</sup> przy czym niektóre z nich mają nawet 60 lat. Majątek wytwórczy o takiej charakterystyce nie będzie w stanie zapewnić szybkiej i elastycznej reakcji na zmiany w poziomie produkcji przy większym udziale OZE w systemie.

PSE prognozują, że w ciągu następnych 20 lat z systemu wycofanych zostanie od 16 do 32 GW mocy wytwórczych, a planowana jest budowa tylko niespełna 10 GW nowych mocy. Dlatego nawet jeśli nowe jednostki wytwórcze będą oddawane do użytku zgodnie ze scenariuszem określanym jako „realistyczny”,<sup>36</sup> już w 2025 r. pojawi się wynoszący 3,5 GW deficyt. To zwiększa ryzyko przerw w dostawach energii zbliżonych do tych, które Polska odnotowała w sierpniu 2015 r. W tym przypadku wyjątkowo wysokie temperatury wystąpiły w tym samym czasie, kiedy wiele bloków w elektrowniach było odstawionych do okresowych remontów. Równoległe doszło do nieprzewidzianych awarii w elektrowniach i zmniejszenia zdolności przesyłowych. To wszystko spowodowało, że operator systemu przesyłowego ograniczył dostawy dla odbiorców przemysłowych.<sup>37</sup> W przyszłości wyzwania dla polskiego systemu mogą pojawiać się szczególnie w godzinach nocnych i porannych. W dolinie nocnej, kiedy popyt jest niski, a jednocześnie wiatr wieje najmocniej, problemem będzie najpierw obniżenie generacji w źródłach węglowych, a potem szybkie przywrócenie do poziomu odpowiadającego porannemu szczytowi zapotrzebowania.<sup>38</sup> Dlatego modernizacja sektora wytwórczego jest konieczna w celu zabezpieczenia dostaw energii, niezależnie od tempa rozwoju odnawialnych źródeł energii.

W związku z tym potrzebny jest długofalowy, oparty na realistycznej ocenie kosztów i potrzeb systemu energetycznego, plan zastępowania starych elektrowni węglowych nowymi źródłami wytwórczymi. W polskim kontekście szczególny potencjał mają źródła kogeneracyjne (CHP), które wytwarzają energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, zazwyczaj na potrzeby sieci ciepłowniczych. Wiele z tych jednostek można zmodernizować tak, by stały się elastycznymi elektrociepłowniami, które w perspektywie 2030 r. mogłyby wnieść do systemu od 4 do 8 GW nowych mocy wytwórczych.<sup>39,40</sup> Elastyczne jednostki kogeneracyjne, jak pokazują szczególnie doświadczenia Danii z integracją OZE, mogą stać się skutecznym środkiem umożliwiającym dostosowywanie konwencjonalnych źródeł do zmian w systemie energetycznym. Wynika to z faktu, że decyzja o tym, czy koncentrować działania na wytwarzaniu energii czy ciepła, może uwzględniać sytuację popytową na obu rynkach. W sytuacji, gdy ceny energii elektrycznej są niskie ze względu na dużą produkcję w zmiennych źródłach OZE, spółki elektrociepłownicze są zachęcane do tego, by zastępować wytwarzanie w skojarzeniu samymi kotłami ciepłowniczymi (w tym i zasilanymi energią elektryczną) lub pomijać turbiny parowe w elektrociepłowniach i dostarczać do sieci samo ciepło. W sytuacji odwrotnej, gdy ceny energii elektrycznej są wysokie, co odpowiada wysokiemu popytowi i jednocześnie niskiej generacji w zmiennych



OZE przy niskim zapotrzebowaniu na ciepło, magazynowanie ciepła w elektrociepłowni lub systemie ciepłowniczym daje elektrociepłowniom możliwość podtrzymywania produkcji.<sup>41</sup> Jednocześnie ciepło wytworzone w elektrociepłowniach może być efektywnym środkiem magazynowania energii. Decyzja o tym, czy budować nowe, elastyczne jednostki gazowe, szczególnie kogeneracyjne, będzie zapewne uwzględniać możliwości dywersyfikacji źródeł dostaw gazu, co wiąże się bezpośrednio z bezpieczeństwem energetycznym.<sup>42</sup>

Doświadczenia krajów takich jak Dania wskazują, że istnieją różne możliwości technologiczne modernizacji elektrowni węglowych, pozwalające zwiększać ich sprawność i elastyczność operacyjną.<sup>43</sup> Rozwiązania te koncentrują się na celach takich jak:

1. Obniżanie minimum technicznego bloków,
2. Rozszerzanie możliwości szybkiego zwiększania obciążenia,
3. Skracanie czasu potrzebnego na rozruch bloków węglowych.

Jak pokazują wyniki modernizacji przeprowadzonej w elektrowni Neurath na węglu brunatnym w zachodnich Niemczech, środki te mogą znacznie poprawić parametry techniczne: unowocześnienie systemu sterowania i kluczowych elementów takich jak kocioł, kondensator i chłodnia kominowa poskutkowało obniżeniem minimum technicznego elektrowni o 25% i przyspieszyło możliwości zwiększania obciążenia z 6MW/min do 12 MW/min (2%  $P_{nom}$ ).<sup>44</sup>

Zbliżone programy modernizacyjne można byłoby przeprowadzić w szeregu polskich elektrowni węglowych, co zwiększyłoby sprawność i elastyczność oraz przyniosło znaczące korzyści dla systemu o rosnącym udziale zmiennych OZE.<sup>45</sup> Podczas gdy modernizacja istniejących już bloków może zwiększyć elastyczność systemu w średnim terminie, mimo wszystko potrzebny jest długofalowy plan wymiany i stopniowego wycofywania mocy wytwórczych w starych blokach węglowych.

### 3. Wspieranie elastyczności popytu

Wraz z rosnącym udziałem zmiennych odnawialnych źródeł energii, zwiększa się potrzeba elastyczności w systemie, nie tylko po stronie wytwarzania, jak wskazano w punkcie 2., ale również po stronie odbiorców. Reakcja strony popytowej jest skutkiem dostarczania sygnałów cenowych motywujących konsumentów, aby dostosowywać bieżące zużycie do podaży energii dostępnej na rynku, co w konsekwencji wygładza szczyty zapotrzebowania i ogranicza konieczność budowy rezerwowych mocy wytwórczych. Zachęcanie odbiorców do szerszego udziału w mechanizmach DSR i zarządzaniu stroną popytową<sup>46</sup> jest korzystną opcją dla wszystkich stron i może stanowić źródło niskokosztowego wzrostu elastyczności w systemie.<sup>47</sup>

Doświadczenia innych krajów, np. Stanów Zjednoczonych (Kalifornia, Oregon) wskazują, że reakcja strony popytowej może stać się bardzo ważnym czynnikiem uelastyczniania

systemu i integracji odnawialnych źródeł energii. Reakcja strony popytowej może być używana np. do bilansowania systemu i świadczenia usług związanych z regulacją częstotliwości, co pozwala zmniejszyć koszty i liczbę sytuacji, w których elektrownie są uruchamiane i zatrzymywane.<sup>48</sup> Również w Europie - Francji i Belgii - znane są przykłady pozytywnych doświadczeń z wykorzystaniem reakcji strony popytowej. Oba kraje otworzyły rynek usług systemowych na usługi świadczone przez stronę popytową. We Francji strona popytowa została dodatkowo dopuszczona do udziału w rynkach dnia następnego i intraday.<sup>49</sup>

Zapotrzebowanie polskiego przemysłu i gospodarstw domowych na energię elektryczną, podobnie jak w wielu krajach, jest obecnie w dużej mierze nieelastyczne. Zwiększenie znaczenia strony popytowej pomogłoby w łagodzeniu letnich szczytów zapotrzebowania, szczególnie wtedy, gdy część elektrowni węglowych jest wyłączana oraz zimą, gdy popyt na energię jest najwyższy. Takie planowe przesuwanie obciążenia systemu jest z ekonomicznego punktu widzenia dużo bardziej korzystne niż nieplanowane ograniczenia w dostawach.<sup>50</sup> Krótkookresowy potencjał zarządzania stroną popytową w Polsce jest szacowany na około 1,2 GW, co stanowi około 5% obciążenia w szczycie.<sup>51</sup> Większość tego potencjału dostarczyć mogą odbiorcy przemysłowi. Należy jednakże wziąć też pod uwagę rosnące wykorzystanie klimatyzacji w budynkach komercyjnych i możliwość „zarządzenia” tym odbiorem oraz pewien potencjał w gospodarstwach domowych.

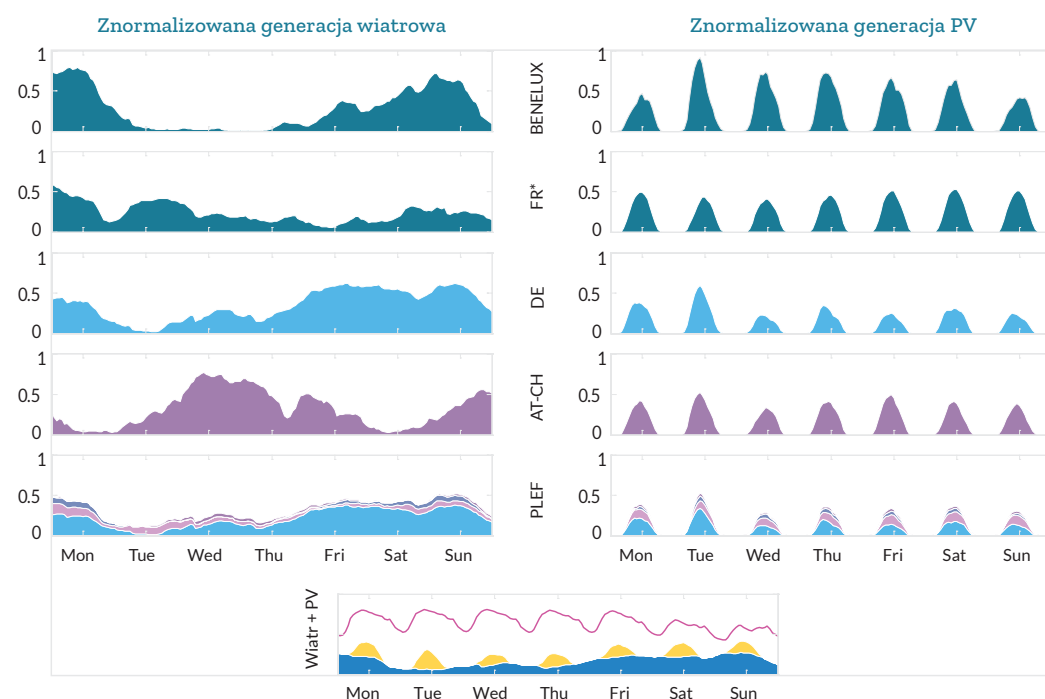
Obecnie realizowane są obiecujące inicjatywy, jak program DSR (Demand Side Response) przygotowany przez PSE.<sup>52</sup> Jego uczestnicy mogą składać oferty, kiedy operator systemu przesyłowego chce skorzystać z redukcji popytu. To pozwala przesuwać zapotrzebowanie i łagodzić obciążenie systemu w określonych momentach. Mimo, że potencjał tego mechanizmu jest na razie niewielki (niecałe 400 MW) istotne jest konsekwentne rozwijanie tego instrumentu oraz jego integracja do rynku krótkoterminowego – bilansującego i dnia bieżącego. Pozwoli to w przyszłości obniżyć koszty jego funkcjonowania. Zawieranie umów z dużymi odbiorcami przemysłowymi to środek łatwy do wykorzystania już w perspektywie krótkoterminowej. Zarządzanie popytem zgłaszanym przez gospodarstwa domowe jest obiecującą dodatkową opcją dopiero w dłuższym horyzoncie. Sygnały cenowe będą skutecznie docierać do mniejszych odbiorców dopiero po wdrożeniu systemu inteligentnych liczników i odpowiednich taryf. Polska osiągnęła pewien stopień zaawansowania jeśli chodzi o rozwój inteligentnych liczników, co sygnalizuje trend w kierunku lepiej połączonych i opartego na dwustronnej komunikacji systemu elektroenergetycznego. Dotychczas blisko 10% liczników to urządzenia inteligentne (około 1,3 mln urządzeń)<sup>53</sup> i oczekiwany jest dalszy wzrost tej liczby. Wprowadzenie elastycznych taryf na energię elektryczną dla gospodarstw domowych zamiast regulowanych administracyjnie cen, umożliwiłoby odbiorcom reagowanie na sygnały cenowe i korzystanie z zachęt stymulujących reakcję strony popytowej.

*Uelastycznianie popytu może łagodzić szczyty zapotrzebowania na energię i wspierać efektywną integrację źródeł odnawialnych*



#### 4. Rozbudowa sieci i integracja z rynkami sąsiadującymi

Większe, wzajemnie powiązane sieci energetyczne i rynki umożliwiają łatwiejsze równoważenie popytu i podaży oraz mają szersze możliwości bilansowania energii wytwarzanej w zmiennych OZE.<sup>54</sup> Kiedy na danym obszarze nie ma wiatru, a słońce nie świeci, energia z innych regionów krajów może pomóc w zaspokojeniu zapotrzebowania. To, co jest prawdziwe wewnątrz granic krajowych, ma również zastosowanie na poziomie europejskim. Lepsze zagospodarowanie połączeń transgranicznych i usprawnienie współpracy regionalnej mogą prowadzić do bardziej efektywnego wykorzystania zdolności wytwórczych, co wpłynie pozytywnie na poziom cen, stabilność sieci i bezpieczeństwo dostaw.

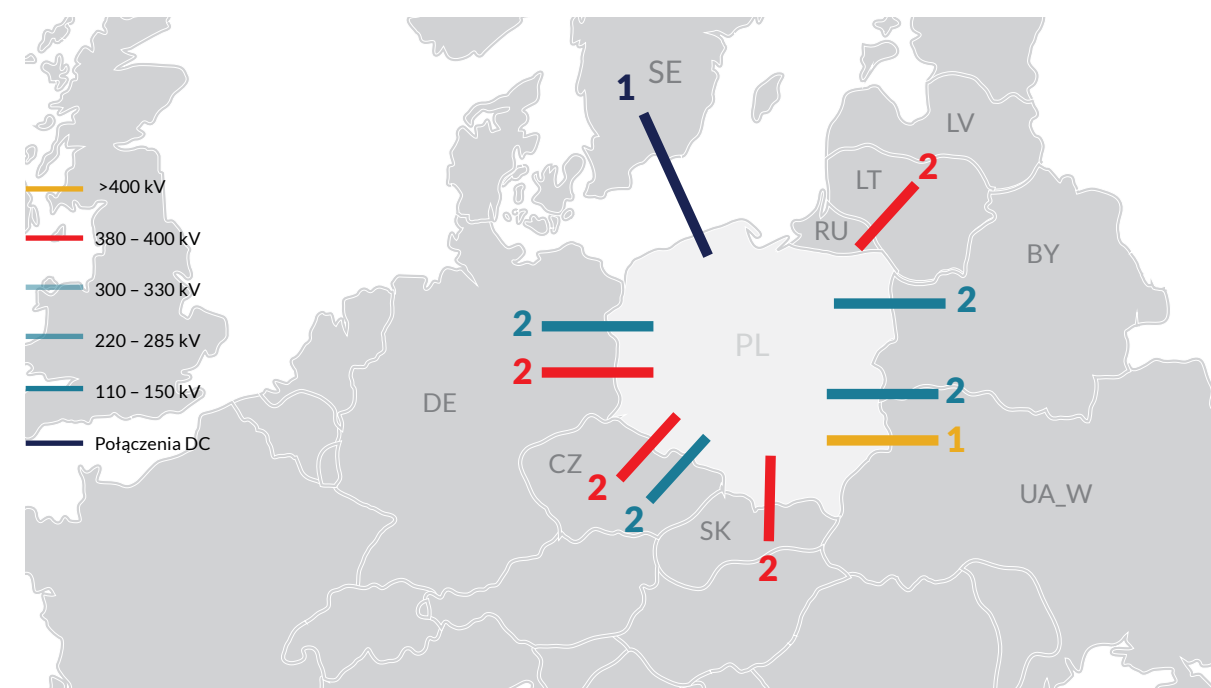


Rysunek 6: Przykład nierównomierności rozkładu prędkości wiatru w regionie PLEF (Pentalateral Energy Forum).

Jak pokazano na mapie na rysunku 7, Polska jest połączona z sąsiednimi krajami liniami transgranicznymi o łącznej mocy około 10 GW (w tym 6,5 GW z krajami UE). Istnieje jednak znacząca różnica między zdolnościami przesyłowymi kontraktowanymi na cele transgranicznej wymiany handlowej a fizycznymi przepływami.<sup>55,56</sup> Rozbieżności między technicznymi zdolnościami przesyłowymi a ich komercyjnym wykorzystaniem wynikają głównie z nieplanowanych przepływów i problemów koordynacji sąsiednich systemów. Te tak zwane przepływy kołowe są spowodowane rosnącą generacją w zmiennych źródłach OZE w północnych Niemczech i brakiem wystarczających zdolności przesyłowych wewnątrz kraju.

Sytuacja w tym zakresie poprawiła się w ostatnim czasie i prawdopodobnie będzie dalej się poprawiać dzięki planowanej rozbudowie linii przesyłowych w Niemczech, rozdzieleniu

wspólnej strefy cenowej Austria-Niemcy, budowie przesuwników fazowych na polsko-niemieckiej granicy i tymczasowemu, trwającemu do 2018 r., wyłączeniu interkonektora Krajnik-Vierraden.<sup>57</sup> Zwiększanie dostępności i przepustowości połączeń może przynieść Polsce korzyści, jak określono w dziesięcioletnim planie rozwoju sieci przesyłowych ENTSO-E z 2016 r.<sup>58</sup>



Rysunek 7: Liczba linii na połączeniach transgranicznych według stanu na 31 grudnia 2015 r.  
Źródło: ENTSO-E Statistical Factsheet 2016, s.14.

Interesującą dla Polski możliwością rozwoju współpracy regionalnej jest Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP). Plan ten będzie realizowany w pierwszej kolejności poprzez synchronizację systemów krajów z nadbałtyckich z systemem unijnym, ale również poprzez wspólne badanie potencjału energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim.<sup>59</sup> Rozbudowa połączeń transgranicznych (w tym morskich) w tym regionie może pomóc wszystkim zainteresowanym krajom zwiększyć bezpieczeństwo dostaw.<sup>60</sup> Dla Polski wynik rozmów w procesie BEMIP może okazać się istotny szczególnie w kontekście budowy farm wiatrowych na morzu oraz rozwoju infrastruktury sieciowej na północy kraju.

Kolejnym ważnym elementem współpracy regionalnej mającej na celu bezpieczną pracę sieci wraz z rozwojem zmiennych źródeł OZE w systemie, są tak zwane wielostronne działania naprawcze realizowane w ramach regionalnych inicjatyw dotyczących koordynacji bezpieczeństwa (Regional Security Coordination Initiatives). Na realizację tego celu w krajach Europy Środkowo-Wschodniej jest nakierowana, opierająca się na współpracy operatorów, inicjatywa Transmission System Operator Security Cooperation (TSC). PSE uczestniczą w pracach TSC

*Aktywne działania na rzecz współpracy regionalnej mogą wesprzeć sprawne i stabilne działanie systemu energetycznego*

od czasu jej uruchomienia w 2009 r. i są obecnie częścią sieci utworzonej przez trzynastu centralnych operatorów systemów przesyłowych w Europie Środkowo-Wschodniej, którzy wzajemnie zapewniają zdolności przesyłowe, jeśli jednostronne i dwustronne działania zaradcze nie wystarczają dla zapewnienia stabilnej pracy sieci.

Czynione są również istotne postępy w zakresie zasad działania rynku transgranicznego, których celem jest ułatwienie wymiany międzynarodowej. Dotyczy to głównie alokacji zdolności i zarządzania ograniczeniami (ENTSO-E Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management)<sup>61</sup> oraz wprowadzenia flow-based market coupling,<sup>62</sup> którego implementacja postępuje obecnie w Europie.<sup>63</sup> Również w regulacjach wdrażanych na poziomie unijnym, jak Pakiet dyrektyw "Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" (nazywany też Pakietem zimowym), czy założenia Unii Energetycznej podkreślane jest znaczenie współpracy regionalnej we wszystkich wymiarach Unii Energetycznej, włączając w to energetykę odnawialną.<sup>64</sup>

## 5. Łączenie sektorów energetyki

Tworzenie powiązań między różnymi sektorami - energii elektrycznej, transportu i ogrzewania - może pomóc w dostosowaniu systemu energetycznego do rosnących ilości energii ze źródeł odnawialnych. Jednocześnie ogranicza emisję CO<sub>2</sub> i poprawia efektywność ekonomiczną systemu energetycznego. Łączenie sektorów ułatwia zagospodarowanie nadwyżek energii, kiedy elektrownie wiatrowe i słoneczne pracują z pełną mocą i w zaspokajaniu popytu, gdy nie wieje wiatr i nie świeci słońce.

Sektory energii elektrycznej, ciepła i transportu działają w Polsce oddzielnie, przez o potencjał efektywności i elastyczności pozostaje niewykorzystany. Bardzo istotną opcją w polskim kontekście jest wykorzystanie krajowych systemów ciepłowniczych jako źródła elastyczności.<sup>65</sup> Polski sektor ciepłowniczy jest jednym z największych w Europie - dysponującym 56 GW mocy zainstalowanej w 435 systemach i będącym w stanie dostarczyć 100 TWh ciepłych i dotrzeć do blisko połowy mieszkańców Polski.<sup>66</sup>

To stawia Polskę w położeniu korzystnym do tego, by wykorzystywać sektor ciepłowniczy do bilansowania produkcji w zmiennych źródłach energii odnawialnej.

*Polska jest w stanie wykorzystać potencjał, jaki wspólnie tworzą sektory energii elektrycznej, ciepłowniczy i transportowy*

Inwestycje w tym, zasilanym głównie węglem, sektorze są potrzebne po to, by elektrociepłownie mogły stać się pomocne w procesie absorpcji przez KSE coraz większych ilości energii ze zmiennych źródeł odnawialnych. Oznacza to zamianę mniejszych, tak zwanych nieefektywnych systemów ciepłowniczych, w zasilane energią ze źródeł odnawialnych jednostki kogeneracyjne.<sup>67</sup>

Udział biopaliw i odpadów w produkcji ciepła w Polsce w latach 2005-2015 wzrósł z 1 do 5%, co jest pozytywnym trendem, ale nadal pozostawia przestrzeń do poprawy.<sup>68</sup> Bardzo interesujący w tym kontekście może być przykład Danii i jej udanego powiązania rozwoju ciepłownictwa i odnawialnych źródeł energii.<sup>69</sup> Innymi sposobami łączenia energetyki z ciepłownictwem są elektryczne pompy ciepła,<sup>70</sup> których liczba rośnie również w innych krajach europejskich.<sup>71</sup> Reforma sektora ciepłowniczego i ściślejsze połączenie ogrzewania z sektorem energii elektrycznej ma znaczenie nie tylko jako źródło dodatkowej elastyczności dla polskiego systemu energetycznego, ale także dzięki możliwej redukcji lokalnych zanieczyszczeń powietrza.

Kolejne możliwości łączenia sektorów pojawiają się również w transporcie. Szczególnie istotną rolę mogą odegrać samochody elektryczne. W przyszłości dzięki swoim bateriom mogą działać jako urządzenia magazynujące energię elektryczną. Mogą też zapewnić elastyczność, jeśli są ładowane, w czasie gdy wytwarzanie ze źródeł odnawialnych jest wysokie. Będą dostarczać energię do sieci, gdy zapotrzebowanie na nią osiąga szczytowe poziomy. Dzięki zdolności magazynowania energii samochody elektryczne będą szansą na stworzenie nowych możliwości biznesowych dla swoich właścicieli. To będzie miało wpływ na zwrot kosztów zakupu samochodu.

Samochody elektryczne nie tylko zwiększają elastyczność systemu, ale również przyczyniają się do obniżenia emisji, a tym samym do zmniejszenia lokalnych zanieczyszczeń powietrza. Źródło energii elektrycznej będzie miało decydujące znaczenie. Innym aspektem, który należy brać pod uwagę analizując oddziaływanie samochodów elektrycznych, jest ich potencjalny wpływ na system dystrybucyjny, który może potrzebować wzmocnienia i rozbudowy sieci, jeśli samochodów przybywa w dużych ilościach.<sup>72</sup>

Elektromobilność stała się bardzo istotnym tematem dyskusji w Polsce, a wizje według których do 2025 r. po polskich drogach będzie jeździć milion samochodów elektrycznych, są niezwykle ambitne. Aby przybliżyć się do zrealizowania ambicji związanych z pojazdami elektrycznymi, w 2015 r. przeprowadzono konsultacje społeczne w sprawie krajowego Planu Rozwoju Elektromobilności. Porozumienie w zakresie rozwoju i użycia autobusów elektrycznych podpisane między Ministerstwem Energii, a ponad czterdziestoma lokalnymi samorządami jest sygnałem, że Polska zmierza w tym właśnie kierunku.

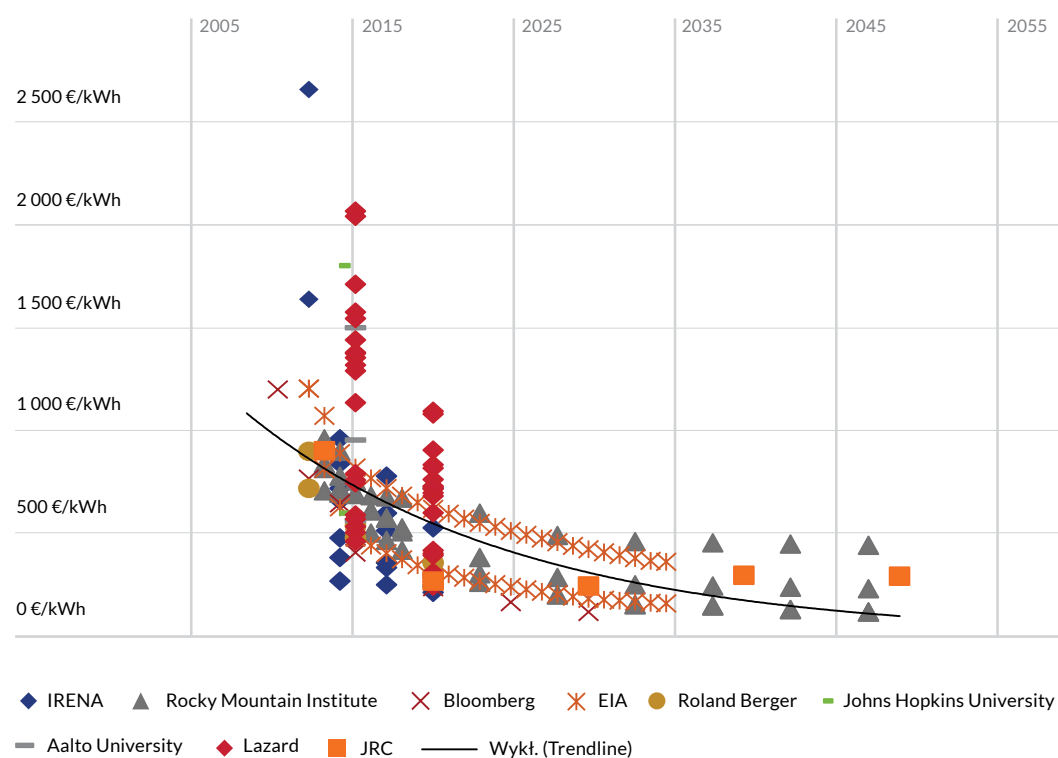
Dotychczas jednak w kraju zarejestrowano tylko około 700 samochodów elektrycznych i 20 tys. z napędem hybrydowym. Jest zaledwie około 300<sup>73</sup> publicznie dostępnych stacji ładowania. W miastach takich jak Warszawa czy Kraków coraz częściej korzysta się z elektrycznych autobusów. Te liczby są wciąż niskie w porównaniu z europejskimi liderami takimi jak Norwegia, gdzie zarejestrowanych jest ponad 100 tys. samochodów elektrycznych, a ładować można je w 2 tys. stacji.<sup>74,75</sup>

Skupienie się na elektryfikacji transportu, oprócz korzyści dla środowiska i dla sektora energetycznego, może być również dla Polski interesujące z innych względów – gospodarczo-przemysłowych. Polskie firmy takiej jak Solaris i Ursus są aktywne w segmentach autobusów i samochodów dostawczych na prąd.

## 6. Magazyny energii jako przyszły partner dla energetyki odnawialnej

Magazynowanie energii może być dodatkowym środkiem zapewniającym elastyczność i bilansowanie, a jej znaczenie powinno z czasem rosnąć. W przypadku systemów o dużych udziałach energii ze źródeł odnawialnych,<sup>76</sup> doskonalenie infrastruktury i samego rynku, jak również podnoszenie elastyczności konwencjonalnych źródeł może nie być wystarczające. Ważne jest, aby podkreślić, że magazynowanie jest tylko jedną spośród całego wachlarza opcji pozwalających na uelastycznianie systemów i mogą one działać przy dużym udziale OZE, nawet jeśli magazynowanie jest wykorzystywane tylko w ograniczonym stopniu.<sup>77,78</sup>

W ostatnich latach ceny nowych technologii magazynowania znacząco spadły i przewiduje się dalsze obniżki kosztów. Magazyny energii mogą więc być coraz częściej wykorzystywane do spłaszczania szczytów popytu i podaży dzięki pobieraniu energii z sieci, gdy produkcja energii w energetyce wiatrowej i słonecznej jest duża i oddawaniu jej do systemu, gdy produkcja jest niska.



Rysunek 8: Obecne, byłe i prognozowane koszty systemów bateryjnych w technologii litowo-jonowej.  
Źródło: Ecofys et al. (2017), s. 43

Przewiduje się, że do 2035 r. ceny baterii (litowo-jonowych) spadną z około 600 EUR/kWh do 200 EUR/kWh, jak pokazano na rysunku 8.<sup>80</sup> Zakładając, że okres życia takich magazynów wyniesie 10 lat, oznaczałoby to roczne koszty rzędu 20 euro/kWh (pojemności akumulatora). Koszty te mogą zostać pokryte dzięki różnicom cenowym między szczytem (kiedy bateria może być rozładowywana) a doliną zapotrzebowania (kiedy można ją ładować) oraz dzięki świadczeniu usług systemowych, co w przyszłości stworzy atrakcyjny model biznesowy – szczególnie w połączeniu z dachowymi panelami fotowoltaicznymi.

Jak pokazują doświadczenia z innych rynków, połączenie instalacji fotowoltaicznej na dachu z przydomowym magazynem energii staje się coraz bardziej interesującą opcją dla gospodarstw domowych. Głównym powodem jest spadek kosztów technologii. Taki zestaw może jednak dodatkowo zwiększać elastyczność systemu, zwłaszcza podczas letnich szczytów. Konieczne jest jednak, aby potencjalne zachęty do instalowania baterii były zaprojektowane w sposób przyjazny dla systemu i ułatwiający obsługę. Obok Włoch i Wielkiej Brytanii, znaczny wzrost liczby takich połączonych małych systemów magazynowania odnotowano również w Niemczech, gdzie do stycznia 2016 r. zainstalowano już 34 tys. takich urządzeń o łącznej pojemności do 200 MWh.<sup>81</sup> W Kalifornii, na wiodącym rynku zdecentralizowanych instalacji wytwarzania i magazynowania energii słonecznej w Stanach Zjednoczonych, zaobserwowano duży wzrost popytu w ramach niedawno uaktualnionej polityki promowania małych magazynów energii.<sup>82</sup>

Polscy gracze rynkowi dostosowują się do tego trendu. Po etapie studium wykonalności, które trwało w latach 2015-2016, PSE i Energa przy wsparciu Ministerstwa Energetyki, podpisały z japońską New Energy and Technology Development Organization i firmą Hitachi umowę na realizację pilotażowego projektu dla inteligentnych sieci, obejmującego hybrydową instalację magazynowania.<sup>83</sup> Magazyny energii są obiecującym źródłem elastyczności szczególnie na poziomie sieci dystrybucyjnych, ponieważ umożliwiają szybkie i precyzyjne sterowanie częstotliwością i napięciem. Niezależnie od tego, z ekonomicznego punktu widzenia w pierwszej kolejności powinny być wykorzystywane dostępne w Polsce tańsze opcje magazynowania, takie jak magazyny ciepła. Gromadzenie energii przy użyciu elektrowni szczytowo-pompowych odgrywa rolę w polskim systemie od dłuższego czasu, np. do wykorzystania różnic cenowych między dniem a nocą. Zwiększenie potencjału magazynowania przy użyciu źródeł wodnych jest jednak w Polsce niepewne. Obecnie dostępny potencjał jest uzależniony od sezonowych czynników pogodowych, a także w określonych przypadkach wymaga wzmocnienia sieci przesyłowej.<sup>84</sup>

*Oprócz potencjału magazynowania energii w systemach ciepłowniczych, spadek cen magazynów energii elektrycznej może sprawić, że opcja ta będzie miała dla Polski znaczenie w długofalowym horyzoncie*



Znaczenie magazynowania energii, jako głównego źródła elastyczności będzie rosło wraz ze wzrostem udziału zmiennych źródeł energii odnawialnej w systemie. Już dziś można jednak świadczyć usługi systemowe, takie jak kontrola częstotliwości i napięć. Aby wykorzystać potencjał magazynowania energii jako środka ułatwiającego integrację zmiennych OZE, należy umożliwić mu uczestnictwo w odpowiednich rynkach bieżących w celu oferowania swoich zdolności. Aby zapewnić, że magazynowanie – podobnie jak OZE - może odgrywać w nich rolę, pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” Komisji Europejskiej proponuje otwarcie rynków krótkoterminowych i usług systemowych również na te zasoby (zob. także punkt 2.8).<sup>85</sup>

## 7. Optymalne rozmieszczenie instalacji OZE

Wiele krajów skutecznie włączyło do swoich systemów energetycznych przekraczające 30% udziały energii ze źródeł odnawialnych, co ma miejsce w Hiszpanii i Niemczech, a nawet powyżej 50% - w Danii.<sup>86</sup> Rozwój energii ze źródeł odnawialnych bez uwzględnienia lokalnych różnic w infrastrukturze sieciowej mógłby stawiać poszczególne systemy pod presją, wywołując potrzebę znacznej rozbudowy sieci i nakładając ograniczenia na rozwój OZE. Nie jest to optymalne ani z punktu widzenia kosztów, ani bezpieczeństwa dostaw. Dodatkowo, nieskoordynowany rozwój odnawialnych źródeł energii może budzić opór ze strony lokalnych społeczności i prowadzić do spadku poparcia dla OZE. Dzieje się tak w przypadku braku ugruntowanej polityki planowania przestrzennego. Istnieją sposoby umożliwiające lepszą koordynację rozwoju OZE, aby ich instalacja powodowała mniej konfliktów przestrzennych, a zarazem lepiej służyła systemowi energetycznemu.

Ze względu na to, że udział OZE w polskiej energetyce prawdopodobnie wzrośnie, kierowanie lokalizacją nowych instalacji, zamiast ich niekontrolowanego rozwoju, jest konieczne.

Dla efektywnego kosztowo rozwoju OZE istotne jest wzięcie pod uwagę kilku aspektów:

- lokalnych różnic pod względem potencjału rozwoju energetyki odnawialnej (różnicowanie pod względem wietrzności i nasłonecznienia),
- cen poszczególnych technologii OZE,
- kosztów integracji tych instalacji w systemie w różnych lokalizacjach (np. koszt rozbudowy sieci)<sup>87</sup> oraz poparcia społecznego dla OZE w różnych częściach kraju.

Kontrola nad tym, w których miejscach powstają nowe instalacje, jest możliwa dzięki różnym narzędziom planowania, z których wiele jest dostępnych dla krajowych decydentów. Odnosi się to np. do planowania przestrzennego, dzięki któremu można zdefiniować obszary, w których rozwój OZE jest priorytetem.

Polskie prawo energetyczne wymaga już od gmin opracowania planów zaopatrzenia w energię, ale narzędzie to nie jest jeszcze wykorzystywane przez wszystkie samorządy. Nowe narzędzia, takie jak plany działań na rzecz zrównoważonej energii, które powstały już w ponad dwudziestu polskich gminach, jeszcze bardziej wzmacniają rolę lokalnych samorządów w planowaniu rozwoju OZE.

Jak pokazują niemieckie doświadczenia, kierowanie tym, w których miejscach powstaną nowe zmienne odnawialne źródła energii, jest możliwe również dzięki uwzględnianiu specyficznych regionalnych uwarunkowań przy projektowaniu systemów wsparcia. Przez dłuższy czas nowe źródła OZE w Niemczech powstawały w sposób niekontrolowany. Obecnie jednak, ze względu na ograniczenia sieciowe, istnieją limity określające ile dodatkowych mocy w źródłach wiatrowych może uzyskać wsparcie na określonych terenach w północnej części kraju.

Na niektórych rynkach, szczególnie w Stanach Zjednoczonych, wprowadzono tzw. ceny lokalizacyjne lub ceny węzłowe.<sup>88</sup> W systemie tym ceny energii są określane dla znacznie mniejszych obszarów niż w Europie, a zatem istnieją zachęty do budowy nowych zdolności wytwórczych w obszarach, w których istnieją niedobory mocy. Należy jednak zauważyć, że pierwotnym celem tego systemu nie jest sterowanie lokalizacją powstających w systemie nowych odnawialnych źródeł energii i wymaga on uwzględnienia szeregu dodatkowych kwestii.

Jeszcze innym sposobem na decydowanie o tym, w których miejscach powinny powstawać nowe OZE, jest różnicowanie wysokości opłat przyłączeniowych. W zależności od tego, jak skonstruowane są odpowiednie przepisy, opłaty są uzależnione od tego, czy i w jakim zakresie sieć na konkretnym obszarze jest już używana. W Polsce klienci chcący przyłączyć się do sieci pokrywają koszty podłączenia (wyjątkiem są źródła OZE oraz kogeneracyjne o mocy poniżej 5 MW, które pokrywają 50% kosztu przyłączenia). Nie pokrywają jednak wydatków niezbędnych na rozbudowę samej sieci. Ta część kosztów jest przenoszona na wszystkich odbiorców obsługiwanych przez danego OSD.<sup>89</sup> Warto przy tym pamiętać, że – jak wskazano w punkcie pierwszym – infrastruktura sieciowa w Polsce i tak wymaga zmian ze względu na niewystarczające zdolności przesyłu i wiek. Jednak wzięcie pod uwagę potencjału OZE może zredukować potrzebę stosowania rozwiązań takich jak zróżnicowane opłaty sieciowe. Całościowe planowanie rozwoju systemu energetycznego (jak zrobiono w Danii),<sup>90,91</sup> może być impulsem do optymalnego rozwoju zasobów w energetyce odnawialnej.

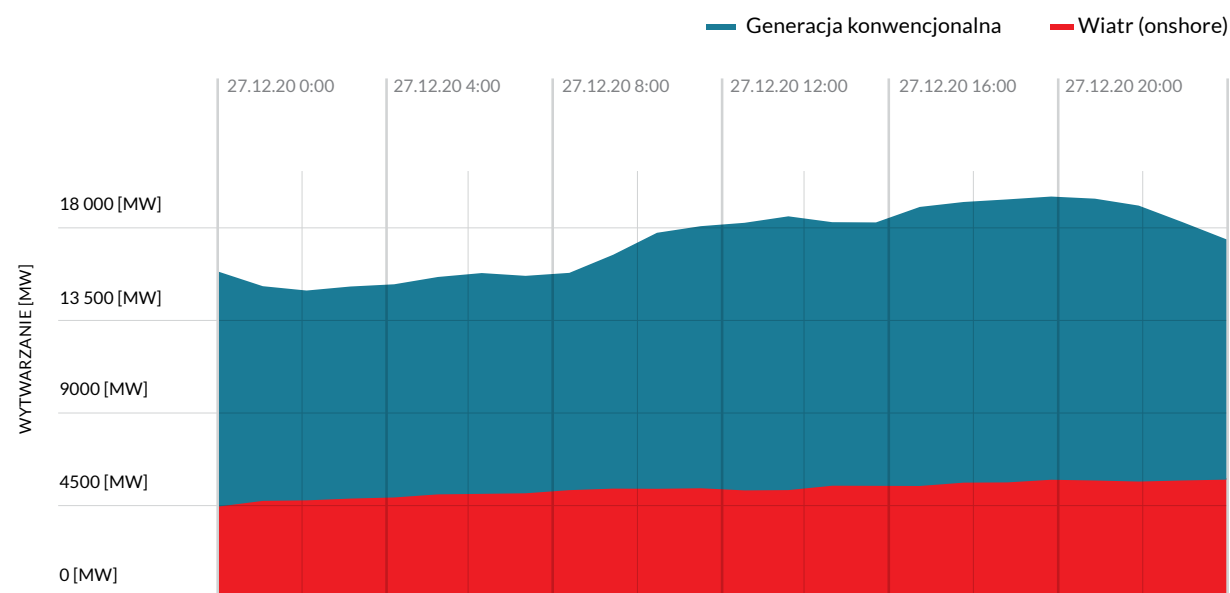
*Istnieją narzędzia pozwalające na decydowanie o tym, w których miejscach powstają nowe źródła OZE, co wyklucza ich niekontrolowany rozwój*



## 8. Odnawialne źródła energii jako uczestnicy rynków krótkoterminowych

Wraz z przyrostem mocy z OZE w systemie, źródła te odgrywają również coraz większą rolę w zapewnianiu niezbędnych usług systemowych, np. tych zwiększających stabilność. Aby umożliwić energetyce odnawialnej pełnienie takiej roli, potrzebne jest właściwe kształtowanie wymagań rynkowych i regulacji.<sup>92</sup>

### 26.12.2016: Dzień o wysokiej generacji wiatrowej (31%)



Rysunek 9: Przykładowy dzień o wysokiej generacji wiatrowej w Polsce. Źródło danych: ENTSO-E Transparency Platform.

OZE o zmiennej produkcji odgrywają coraz bardziej istotną rolę po stronie podaży energii. Jak pokazano na rysunku 9, już teraz w wietrzne dni farmy wiatrowe są w stanie pokryć znaczącą część zapotrzebowania, osiągając moc do 5 GW i zaspokajając do 33,7% popytu w ciągu godziny.<sup>93</sup> Jednak usługi zapewniające bezpieczeństwo sieci, takie jak kontrola częstotliwości i napięcia, pozostają zarezerwowane wyłącznie dla źródeł konwencjonalnych. Największe farmy przemysłowe wykorzystują najbardziej nowoczesne technologie, a więc energetyka wiatrowa w Polsce jest przystosowana do tego, by wspierać stabilność sieci świadcząc usługi systemowe takie jak regulacja częstotliwości, elastyczność produkcji, kontrola napięcia i mocy biernej.

To pokazuje, że odnawialne źródła energii są w stanie świadczyć usługi systemowe w zależności od ich charakterystycznych cech technicznych i możliwości stwarzanych przez rynki.<sup>94</sup> Mimo że OZE spełniają wymogi realizowania usług systemowych,<sup>95</sup> wynagrodzenie za nie nie może być obecnie naliczane.

Wkład zmiennych źródeł w stabilność systemu zależy zatem od dalszego rozwoju rynku usług systemowych. Otwarcie go na zmienne OZE i reakcję strony popytowej oznaczać będzie dodanie do puli nowych źródeł, potencjalny wzrost konkurencji, spadek kosztów i wzmocnienie stabilności pracy systemu. Rola OZE i magazynowania energii została doceniona w pakiecie „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków”, który wzywa do otwarcia rynków usług systemowych, jak również wdrożenia europejskiego kodeksu sieciowego na temat bilansowania systemu energetycznego.<sup>96</sup>

Innym warunkiem niezbędnym do wykorzystania potencjału energetyki odnawialnej w zakresie stabilności systemu jest budowa płynnych rynków krótkoterminowych (intraday). Obrót na rynkach intraday ułatwia integrację źródeł słonecznych i wiatrowych, ponieważ grafiki mogą być dostosowywane do różnic między prognozowaną a faktyczną produkcją.<sup>97</sup> Mimo że udział energii elektrycznej, którą obraca się na polskiej Towarowej Giełdzie Energii (PolPX), znacząco wzrósł, nadal tylko 0,3% (czyli 63,22 GWh) trafia na rynek dnia bieżącego.<sup>98</sup> Tutaj jednak kluczowe są ramy prawne, w szczególności zasady funkcjonowania systemu wsparcia. Przykład Niemiec pokazuje, że gracze rynkowi, na których nałożono zobowiązania w zakresie stabilizacji systemu, mają silniejszą motywację do bilansowania własnej generacji, a nie do sięgania po usługi bilansujące, co motywuje ich do ciągłej poprawy jakości prognozowania i większego uczestnictwa w rynku dnia bieżącego.<sup>99</sup> W efekcie koszty bilansowania w Niemczech spadły na skutek zobowiązań w tym zakresie oraz możliwości (jak również ściślejszej współpracy między operatorami systemów przesyłowych) mimo istotnego wzrostu udziałów energetyki odnawialnej w systemie.

*Na prawidłowo zaprojektowanych rynkach źródła energii odnawialnej mogą wspierać stabilność systemu*

## 5. Podsumowanie

Istnieje kilka trendów i zjawisk, które z dużym prawdopodobieństwem doprowadzą do dalszego wzrostu udziału OZE: spadek kosztów w energetyce odnawialnej, starzejący się majątek wytwórczy polskich elektrowni węglowych, cele w zakresie redukcji emisji oraz zmieniające się środowisko regulacyjne w Europie. Rosnące znaczenie zmiennych OZE w systemie będzie wymagało jednak **opracowania planu działania w zakresie integracji tych źródeł z polskimi sieciami oraz z rynkiem**, by zapewnić efektywną kosztowo i stabilną pracę systemu. Osoby decyzyjne oraz uczestnicy rynku mogą skorzystać z szeregu narzędzi, które ułatwią realizację tego celu. Pojawiające się w Polsce rosnące wolumeny energii ze źródeł odnawialnych zostały jak dotąd z sukcesem zintegrowane w krajowym systemie – jednak w dłuższej perspektywie warto podejmować działania, które obniżą koszty integracji i poprawią efektywność ekonomiczną systemu energetycznego.

W raporcie przedstawiliśmy osiem najważniejszych obszarów działania w tym zakresie. Przenalizowaliśmy sieci i rynek energii, a także perspektywę europejskiej współpracy regionalnej. Z analizy wynika, że istnieją metody, które mogą wesprzeć Polskę w radzeniu sobie z integracją źródeł OZE przy jednoczesnej **niezbędnej i szeroko zakrojonej modernizacji systemu**.

OZE będą w stanie **zapełnić lukę na poziomie mocy wytwórczych**, która może pojawić się w polskim mieszkaniu energetycznym, a jednocześnie **przyczynią się do osiągnięcia celów emisyjnych**, takich jak redukcja lokalnych zanieczyszczeń i ochrona klimatu przy jednoczesnej trosce o niezależność energetyczną.

Polska stoi w obliczu niezbędnych prac, które trzeba podjąć w kilku obszarach, by zapewnić, że zmienne OZE zostaną w pełni zintegrowane ze stabilnym i efektywnym systemem energetycznym. Duża część krajowych **sieci przesyłowych i dystrybucyjnych wymaga modernizacji**. Operatorzy systemów na obu poziomach zidentyfikowali ten problem i rozpoczęli istotne programy inwestycyjne. Dwa silne trendy rozwój OZE i digitalizację trzeba wykorzystać jako metodę na unowocześnienie polskiej energetyki. W sektorze wytwórczym modernizacje i zastępowanie starych bloków będą niezbędne ze względu na starzenie się majątku. Również te zmiany powinny zostać wykorzystane jako okazja do zwiększania elastyczności elektrowni konwencjonalnych. Elastyczność jest również słowem kluczowym jeśli chodzi o zarządzanie stroną popytową w Polsce, zarówno na poziomie gospodarstw domowych jak i przemysłu. **Zachęcanie odbiorców do tego, by elastycznie sterowali poziomem zużycia**, czyni cały system energetyczny lepiej przystosowanym do integrowania zmiennych źródeł wiatrowych

i słonecznych. Dodatkowa elastyczność, niezależnie od tego, czy jest generowana po stronie popytu czy podaży, jest istotna nie tylko z perspektywy integracji OZE, ale również dla wzrostu bezpieczeństwa i redukcji kosztów działania systemu. Wychodząc poza ramy sektora energetycznego i szukając jego powiązań z sektorami ogrzewania i transportu, również poszerzamy obszar systemu mogącego wchłonąć energię ze zmiennych OZE.

Odnawialne źródła energii, jako jedna z najtańszych opcji, jeśli chodzi o nowe źródła mocy w systemie, mogą być uznane za filary efektywnego, bezpiecznego i niedrogiego systemu energetycznego. Sterując lokalizacją nowych OZE, tak by powstawały w najbardziej korzystnych dla tego celu obszarach oraz kreując warunki rynkowe tak, by umożliwić im oferowanie usług systemowych, można sprawić, że OZE będą w polskim systemie nie wyzwaniem, ale stabilizatorem i źródłem taniej energii.

# Przypisy

1 Źródło: <http://wysokienapiecie.pl/oze/1820-ministerstwo-energii-od-1-do-2-gw-w-fotowoltaice-za-4-lata>

2 ENTSO-E (2017) Transparency Platform [online], <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>. Kolejny rekord został ustanowiony 03.01.2017, kiedy w systemie po raz pierwszy pracowały farmy wiatrowe o łącznej mocy 5 GW. Całkowity popyt na energię elektryczną był jednak większy niż 26.12.2016, więc procentowy udział wiatru w generacji był wówczas niższy

3 Forum Analiz Energetycznych (2016), Polska energetyka na fali megatrendów, <http://forum-energii.eu/pl/tematy/polska-energetyka-na-fali-megatrendow.html>, s. 28

4 Forum Energii (2017) Polska Energetyka 2050. 4 scenariusze, <http://forum-energii.eu/pl/tematy/analizy/106-polska-energetyka-2050-4-scenariusze.html>

5 Z uwzględnieniem topografii sieci oraz struktury wytwarzania energii w innych źródłach

6 IEA (2017), Getting Wind and Sun onto the Grid. A Manual for Policy makers, [https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting\\_Wind\\_and\\_Sun.pdf](https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Getting_Wind_and_Sun.pdf), s. 10

7 W 2016 r. 85% energii wytworzonej w Polsce pochodziło ze źródeł wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny. Źródło: zob. przyp. 2

8 IEA (2017), Energy policies of IEA countries: Poland 2016 Review, [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy\\_Policies\\_of\\_IEA\\_Countries\\_Poland\\_2016\\_Review.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Poland_2016_Review.pdf) s. 73

9 ARE (2016), Informacja Statystyczna o Energii Elektrycznej, <https://www.are.waw.pl/sklep/position.xhtml?poz=9>

10 PSEW (2015), The State of Wind Energy in Poland in 2015, <http://psew.pl/en/wp-content/uploads/sites/2/2017/01/2522470562ef2258fecfd1987fa0212be.pdf> s. 16

11 Według PSE, w cytowanym w raporcie IRENA, polski system może przyjąć do 9 GW energii wiatrowej bez dodatkowych środków zaradczych. Por. raport IRENA (2015), Renewable Energy Prospects for Poland, [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_REmap\\_Poland\\_paper\\_2015\\_EN.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Poland_paper_2015_EN.pdf), s.28

12 Zob. przyp. 6

13 Zob. przyp. 8, s. 24

14 Zob. przyp. 3, s. 28

15 Zob. przyp. 11

16 Ecofys, Technische Universität Wien (2017), <http://psew.pl/en/wp-content/uploads/sites/2/2017/04/2020-Renewable-Energy-Target-Realisation-Forecast-for-Poland.pdf>, s. 20

17 Na podstawie wyników aukcji dotyczących wsparcia energetyki odnawialnej na świecie w ostatnich latach. Źródło: (jako jedno spośród wielu): IRENA (2017), Renewable Energy Auctions: Analysing 2016, [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Renewable\\_Energy\\_Auctions\\_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf), s. 10

18 Co znajduje odbicie m.in. w zawartym w grudniu 2015 r. w Paryżu porozumieniu klimatycznym UNFCCC. Źródło: UNFCCC (2015), [http://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/english\\_paris\\_agreement.pdf](http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf)

19 Zob. przyp. 3, s. 14

20 Agora Energiewende (2014), [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/CP-Polen/Agora\\_CountryProfile\\_Poland\\_022014\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/CP-Polen/Agora_CountryProfile_Poland_022014_web.pdf), s. 4

21 Zob. przyp. 12

22 PSE (2016), Development Plan for meeting the current and future electricity demand for 2016-2025, [http://www.pse.pl/uploads/kontener/Development\\_Plan\\_for\\_meeting\\_the\\_current\\_and\\_future\\_electricity\\_demand\\_for\\_2016-2025.pdf](http://www.pse.pl/uploads/kontener/Development_Plan_for_meeting_the_current_and_future_electricity_demand_for_2016-2025.pdf), s. 56: Suma planowanych nakładów w latach 2016-2025 wynosi 13,26 mld zł w cenach z 2015 r.

23 Ministerstwo Gospodarki (2013), Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r., <http://bip.me.gov.pl/Dzialalnosc+ministerstwa/Energetyka+sprawozdania>, s. 32

24 Zob. przyp. 22, s. 56

25 Zob. przyp. 23

26 Council of European Energy Regulators (2015), CEER Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply - Data update, [http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03\\_BMR-5-2\\_Continuity%20of%20Supply\\_20150127.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab4/C14-EQS-62-03_BMR-5-2_Continuity%20of%20Supply_20150127.pdf), s. 26. The stated SAIDI values here include exceptional events. Excluding these events would increase the differences between the mentioned countries.

27 Urząd Regulacji Energetyki (2016), National Report 2016, <https://www.ure.gov.pl/en/about-us/reports/67,Reports.html>, s. 20

28 European Investment Bank (2015), EIB boosts modernisation of power grids in Poland with almost PLN 1bn, <http://www.eib.org/infocentre/press/releases/all/2015/2015-114-eib-boosts-modernisation-ofpower-grids-in-poland-with-almost-pln-1bn.htm>

29 PTPiREE (2015), POLSKA. Z ENERGIAŁ DZIAŁA LEPIEJ. Available at [http://www.ptpiree.pl/documents/sprawozdanie/ptpiree\\_raport.pdf](http://www.ptpiree.pl/documents/sprawozdanie/ptpiree_raport.pdf), s. 26

30 ENTSO-E (2015), Regional Investment Plan 2015 – Continental Central East region, <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20CCE%20-%20Final.pdf>, p. 43

31 Zob. przyp. 22, s. 63

32 Agora Energiewende (2015), Electricity Storage in the German Energy Transition, [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_EN\\_web.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_EN_web.pdf), s. 49

33 Obciążenie rezydualne jest resztą obciążenia w systemie pozostającą po odjęciu od obciążenia całkowitego produkcji energii w zmiennych źródłach OZE (wiatrowych, słonecznych). Jest to wielkość obciążenia pokrywanego przez jednostki centralnie dysponowane i pracujące w wymuszeniu systemowym. Bez jakiegokolwiek zmiennego źródła energii odnawialnej w systemie, rezydualne obciążenie jest równe całkowitemu obciążeniu systemu elektroenergetycznego.

34 Elastyczność eksploatacyjna elektrowni odnosi się do możliwości zmiany wydajności. Istotnymi parametrami określającymi poziom elastyczności poszczególnych elektrowni są zdolności do szybkich zmian mocy, minimalny poziom obciążenia, czas uruchamiania i minimalny czas wyłączenia z eksploatacji. Współczynnik zmiany mocy określa szybkość, z jaką elektrownia może zwiększyć i zmniejszyć wydajność, mierzona w procentowej zmianie wydajności nominalnej w jednostce czasu (np. MW na minutę). Minimalny poziom obciążenia jest najniższym poziomem obciążenia, w którym elektrownia może niezawodnie działać. Zobacz także: Agora Energiewende (2017), Flexibility in thermal power plants, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility\\_in\\_thermal\\_plants/115\\_flexibility-report-WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf)

35 A2e, Energy Brainpool (2016), European Power Market Integration: Poland & Regional development in the Baltic sea, <http://psew.pl/en/wp-content/uploads/sites/2/2017/01/58ded1d4191b92d3db48dd7ee1074b41.pdf> s. 8-9

36 Zob. przyp. 22, s. 43

37 Zob. przyp. 27, s. 12

38 Zob. przyp. 8, s. 83

39 Matuszewska, Kuta, Górski (2017), Cogeneration – development and prospect in Polish energy sector, [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2017/02/e3sconf\\_ef2017\\_01021.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2017/02/e3sconf_ef2017_01021.pdf)

40 wnp.pl (2017), Prezes PTEZ: jest decyzja polityczna o wsparciu kogeneracji po 2018 roku, <http://www.wnp.pl/wiadomosci/299656.html>

41 Ea (2015), The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy, [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora\\_082\\_Deutsch-Daen\\_Dialog\\_final\\_WEB.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora_082_Deutsch-Daen_Dialog_final_WEB.pdf), last p. 27

42 Zob. przyp. 4

43 Blum, Christensen (2013), High Flexibility Power Plants. 25 Years of Danish Experience, <http://www.cnrec.org.cn/go/AttachmentDownload.aspx?id=%7Be2f479a1-5b52-44b2-96a5-ad21ac92c925%7D>,

44 Zob. przyp. 34, s. 65

45 Zob. przyp. 11, s. 28

46 Nie ma uniwersalnej definicji tych terminów i są często używane zamiennie. Należy jednak zauważyć, że odpowiedź na popyt jest reaktywna i ogólnie opisuje reakcję strony popytowej na sygnały cenowe, podczas gdy zarządzanie popytem odnosi się do aktywnej kontroli popytu, np. przez operatora systemu przesyłowego w ramach przerywanych programów obciążenia jako narzędzie do bilansowania systemu.

47 Forum Energii (2017), FLEX – E. Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego, [http://forum-energii.eu/files/file\\_add/file\\_add-66.pdf](http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-66.pdf)

48 Lawrence Livermore National Laboratory (2017), The value of energy storage and demand response for renewable integration in California, <http://www.energy.ca.gov/2017publications/CEC-500-2017-014/CEC-500-2017-014.pdf>, s. 168

49 Smart Energy Demand Coalition (2017), Explicit Demand Response in Europe. Mapping the Markets 2017, <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>, s. 11

50 Zob. przyp. 8, p. 92

51 Zob. przyp. 47

52 PSE (2017), Installation of Phase Shifting Transformers at Mikułowa substation, [http://www.pse.pl/index.php?dzid=32&did=3012&lang\\_id=2](http://www.pse.pl/index.php?dzid=32&did=3012&lang_id=2)

53 export.gov (2016), Poland - Electrical Power Systems, <https://www.export.gov/article?id=Poland-Electrical-Power-Systems>

54 Agora Energiewende (2016), Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Penta\\_EOM/Agora\\_Penta\\_Refined\\_ST\\_Markets\\_and\\_Flexibility.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Penta_EOM/Agora_Penta_Refined_ST_Markets_and_Flexibility.pdf)

55 Agora Energiewende (2014), Report on the Polish power system, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/CP-Polen/Agora\\_CountryProfile\\_Poland\\_022014\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/CP-Polen/Agora_CountryProfile_Poland_022014_web.pdf), s. 7

56 Forum Analiz Energetycznych (2015), Elements of New Market Design for Poland, [http://forumenergii.eu/files/file\\_add/file\\_add-34.pdf](http://forumenergii.eu/files/file_add/file_add-34.pdf), s. 18

57 Zob. przyp. 52

58 ENTSO-E (2016), Ten Year Network Development Plan 2016 – Executive Report, <http://tyndp.entsoe.eu/projects/2016-12-20-1600-exec-report.pdf> p. 63

59 Kielichowska, I. (2017), North Sea Offshore Vision – Tips for the BEMIP Region, <https://www.slideshare.net/Ecofys/north-sea-offshore-vision-tips-for-the-bemip-region>

60 Zob. przyp. 58, s. 58

61 Komisja Europejska (2015), COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

62 Flow-based market coupling wykorzystuje nową metodologię określania możliwości przesyłu, co pozwala na bardziej optymalne wykorzystanie interkonektorów, szczególnie w sieci oczkowej. W odróżnieniu od popularnej metody ATC (available transfer capacity), która określa możliwości przesyłowe niezależnie dla każdego interkonektora, co pozwala na dokładniejsze określenie limitów przesyłowych.

63 ACER (2014), Central Eastern Europe unites towards the EU single energy market, <http://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/Central-Eastern-Europe-unites-towards-the-EU-single-energymarket.aspx>

64 Komisja Europejska (2017), Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the Governance of the Energy Union, COM(2016) 759 final/2, [http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ac5d97a8-0319-11e7-8a35-01aa75ed71a1.0024.02/DOC\\_1&format=PDF](http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:ac5d97a8-0319-11e7-8a35-01aa75ed71a1.0024.02/DOC_1&format=PDF), s. 5

65 Euroheat & Power (2015), Country by country – 2015 Survey, <http://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2016/03/2015-Country-by-country-Statistics-Overview.pdf>

66 URE (2016), Energetyka Ciepła, <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/6679,2015.html>

67 Zob. przyp. 8, p. 61

68 Zob. przyp. 8, p. 62



69 Agora Energiewende and DTU Management Engineering (2015), A Snapshot of the Danish Energy Transition. Objectives, Markets, Grid, Support Schemes and Acceptance, [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora\\_Snapshot\\_of\\_the\\_Danish\\_Energy\\_Transition\\_WEB.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora_Snapshot_of_the_Danish_Energy_Transition_WEB.pdf)

70 Dyrektywa UE w sprawie efektywności energetycznej budynków 2010/31 definiuje pompy ciepła jako "urządzenie, maszynę, urządzenie lub instalację, która przenosi ciepło z naturalnego otoczenia, takiego jak powietrze, woda lub grunt, do budynków lub zastosowań przemysłowych poprzez odwrócenie naturalnego przepływu ciepła, tak że przepływa ono z niższej do wyższej temperatury". Jak podkreślono w Heat Roadmap Europe, elektryczne pompy ciepła mogą mieć zastosowanie szczególnie na obszarach wiejskich, gdzie dostęp do ciepła sieciowego jest mniej prawdopodobny. Nziemne lub powietrzne pompy ciepła mogą być szczególnie interesujące w obszarach o wysokim zużyciu energii ze źródeł odnawialnych

71 European Heat Pump Association (2015), European Heat Pump Market and Statistics Report 2015. Executive Summary, [http://www.ehpa.org/fileadmin/red/07\\_Market\\_Data/2014/EHPA\\_European\\_Heat\\_Pump\\_Market\\_and\\_Statistics\\_Report\\_2015\\_-\\_executive\\_Summary.pdf](http://www.ehpa.org/fileadmin/red/07_Market_Data/2014/EHPA_European_Heat_Pump_Market_and_Statistics_Report_2015_-_executive_Summary.pdf)

72 Zob. przyp. 8, s.57

73 Fortum (2017)

74 Norsk elbilforening (2017)

75 Nobil (2017)

76 Jaki udział energii ze źródeł odnawialnych jest "wysoki", zależy od uwarunkowań w każdym państwie. Ogólnie, udział ponad 50% może być uznany za wysoki. IEA pisze o "trzeciej fazie" rozwoju OZE jako fazie wysokiego udziału, podając przykład Danii z 51% i Irlandii z 23% udziału wiatru i słońca. Zob. Przyp. 6, s. 41

77 Zob. przyp. 6, s. 11

78 Agora Energiewende (2014), Electricity Storage in the German Energy Transition, [https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora\\_Speicherstudie\\_EN\\_web.pdf](https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_EN_web.pdf)

79 Zob. przyp. 6, s.10

80 Ecofys, VITO, Technopolis, Fraunhofer IWES, Strategen Consulting (2017), Support to R&D Strategy for battery based energy storage. Costs and benefits for deployment scenarios of battery systems (D7), [http://www.batstorm-project.eu/sites/default/files/BATSTORM\\_D7\\_%20SocioEconomicAnalysis\\_Final.pdf](http://www.batstorm-project.eu/sites/default/files/BATSTORM_D7_%20SocioEconomicAnalysis_Final.pdf), s. 41

81 RWTH Aachen University (2016), Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher. Jahresbericht 2016, [http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user\\_upload/Speichermonitoring\\_Jahresbericht\\_2016\\_Kairies\\_web.pdf](http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2016_Kairies_web.pdf), s. 45

82 State of California (2017), Self-Generation Incentive Program. Program Metrics, [https://www.selfgenca.com/home/program\\_metrics/](https://www.selfgenca.com/home/program_metrics/)

83 Hitachi (2017), Smart Grid Demonstration Project for Poland, <http://www.hitachi.com/New/cnews/month/2017/03/170317.pdf>

84 Zob. przyp. 22, s.63

85 Komisja Europejska (2017), Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on common rules for the internal market in electricity, COM(2016) 864 final/2, [http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:c7e47f46-faa4-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0014.02/DOC\\_1&format=PDF](http://eurlex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:c7e47f46-faa4-11e6-8a35-01aa75ed71a1.0014.02/DOC_1&format=PDF)

86 Zob. przyp. 8

87 Zob. przyp. 8, s. 11

88 „Wyceną węzłową określa się sposób ustalania cen, w którym ceny rozliczeniowe są obliczane dla wielu lokalizacji w sieci przesyłowej nazywanych węzłami. Każdy węzeł reprezentuje fizyczną lokalizację wzdłuż systemu przesyłowego, włącznie z wytwórcami i punktami odbioru. Cena w każdym węźle odzwierciedla wartość energii w danej lokalizacji i zawiera zarówno koszt samej energii, jak i koszt jej dostarczenia (w tym straty i ograniczenia sieciowe). Ceny węzłowe są ustalane przez obliczanie krańcowego kosztu dostarczenia każdego dodatkowego MW energii do każdej właściwej lokalizacji w zależności od ograniczeń systemowych (np. limity w przesyśle, maksymalne zdolności wytwórcze). Różnice cen między węzłami odzwierciedlają koszty przesyłu”, Dietrich et al. (2005), Nodal Pricing in the German Electricity Sector – A Welfare Economics Analysis, with Particular Reference to Implementing Offshore Wind Capacities, [https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner\\_publicationen/wp\\_ge\\_08\\_dietrich\\_hennemeier\\_hetzel\\_et-al\\_nodal\\_pricing\\_germany.pdf?lang=en](https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/ee2/ressourcen/dateien/dateien/ordner_publicationen/wp_ge_08_dietrich_hennemeier_hetzel_et-al_nodal_pricing_germany.pdf?lang=en), s. 13

89 Zob. przyp. 55, s. 26

90 Danish Government (2011), Energy Strategy 2050 - from coal, oil and gas to green energy, [http://www.danishwaterforum.dk/activities/Climate%20change/Dansk\\_Energistrategi\\_2050\\_febr.2011.pdf](http://www.danishwaterforum.dk/activities/Climate%20change/Dansk_Energistrategi_2050_febr.2011.pdf)

91 Energinet.dk (2015), Energy Concept 2030 – Summary, <https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Klimaogmiljo/Energy%20concept%202030%20-%20Summary.pdf>

92 Zob. przyp. 54, p. 9

93 Zob. przyp. 2

94 European Wind Energy Association (2014), Economic grid support services by wind and solar PV. A review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms, <https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/REserviceS.pdf>

95 PWEA (2016), Are ancillary services provided by wind required in Poland? <http://psew.pl/en/2016/09/29/are-ancillary-services-provided-by-wind-required-in-poland/>

96 Komisja Europejska (2017), Regulation establishing a guideline on electricity balancing, [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal\\_Service\\_Level\\_EBGL\\_16-03-2017\\_Final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal_Service_Level_EBGL_16-03-2017_Final.pdf)

97 Zob. przyp. 54, s. 67

98 Urząd Regulacji Energetyki (2015), Rynek hurtowy, <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energiaelektryczna/charakterystyka-rynku/6543,2015.html>



# 8 sposobów integracji OZE

Bezpieczeństwo systemu wobec  
wzrostu źródeł zmiennych

