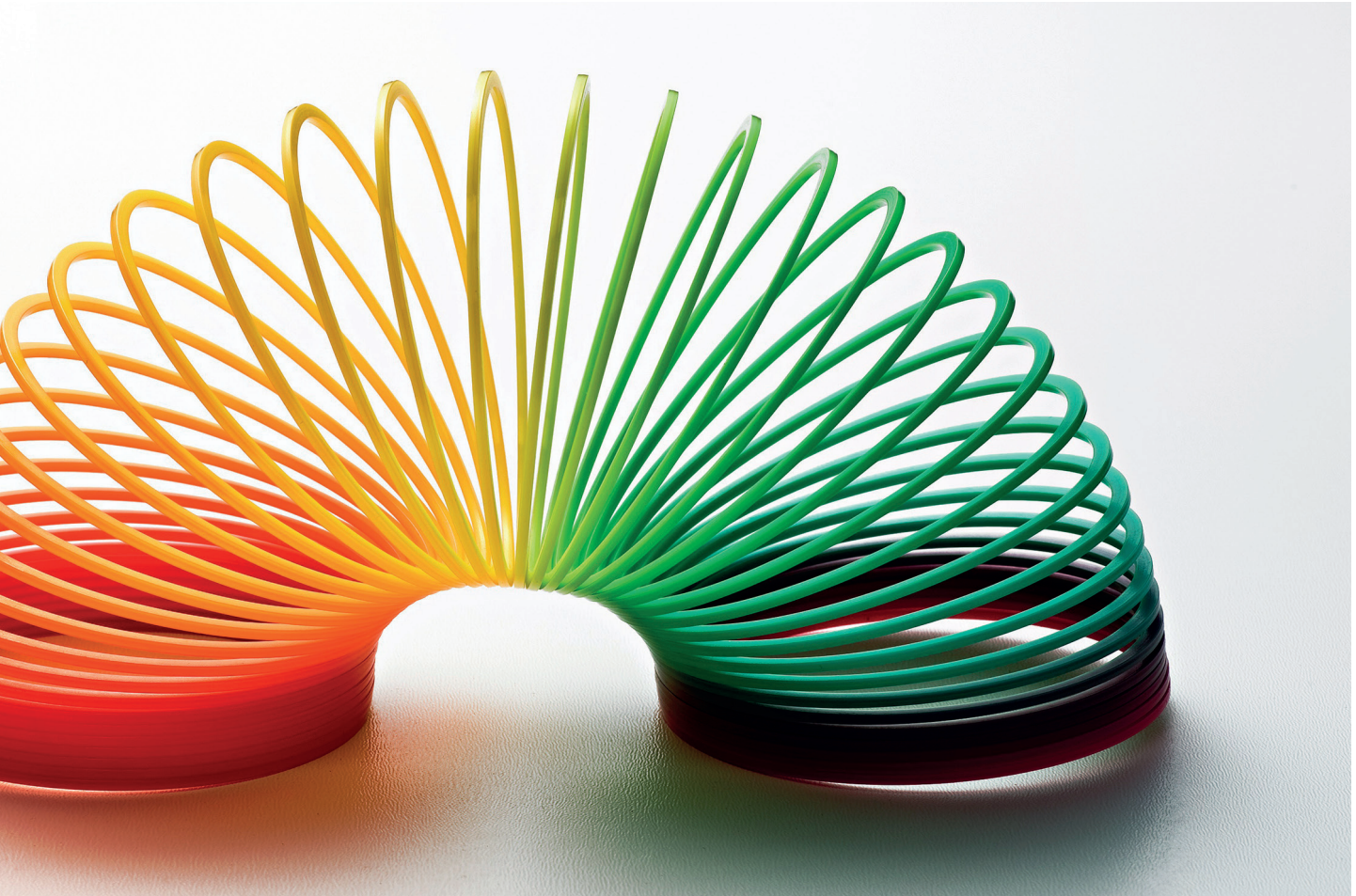




Forum  
Energii

Analizy i dialog



# Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego

Diagnoza, potencjał, rozwiązania

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 publikacje Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTORZY:

mgr inż. Leszek Bronk, mgr inż. Bogdan Czarnecki,  
mgr inż. Rafał Magulski – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

OPIEKA MERYTORYCZNA:

dr Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii

DATA PUBLIKACJI

luty 2019

Wstęp	04
Najważniejsze wnioski	05
Rekomendacje	05
Wprowadzenie	07
Definicja elastyczności	09
Wyzwania dla krajowego systemu elektroenergetycznego	10
Charakterystyka zasobów elastyczności oraz kierunki zwiększenia elastyczności w krajowym systemie elektroenergetycznym	25
Podsumowanie	47
Załącznik	49
Literatura	50

## Wstęp

„Ile węgla? Ile OZE?” Dyskusja o przyszłości energetyki jest zogniskowana wokół pytań o źródła wytwarzania. Jest to ważne, ale odpowiedzi ukazują jedynie wierzchołek góry lodowej o nazwie przebudowa polskiej energetyki. Stawiamy tezę, że o bezpieczeństwie energetycznym i efektywności ekonomicznej systemu energetycznego XXI w. zdecyduje przede wszystkim jego elastyczność. Rozumiemy ją jako zdolność do szybkiego reagowania na wahające się zapotrzebowanie na energię elektryczną w warunkach zmiennej podaży.

Szybki rozwój technologii energetycznych wywiera presję na zmiany i daje niemal nieograniczone możliwości. Rosnąca liczba prosumentów, klastry energii, OZE, digitalizacja i elektromobilność – to nie mrzonki, ale realne wyzwanie i ogromna szansa dla Polski. System energetyczny został zaprojektowany kilkadziesiąt lat temu, kiedy obowiązywał inny model działania. Duże elektrownie konwencjonalne dostarczały energię pasywnym odbiorcom. Dziś role producentów i konsumentów energii się zmieniają, a różnice pomiędzy nimi potrafią zacierać. Zakończone niedawno negocjacje pakietu unijnych dyrektyw energetycznych (tzw. Pakiet zimowy) będą wymagały znacznej poprawy elastyczności systemu energetycznego. Dobrze już teraz się do tego przygotować.

W niniejszym opracowaniu, przygotowanym wspólnie z Instytutem Energetyki z Gdańska, szeroko ujmujemy temat elastyczności. Nie opisujemy tylko technicznych możliwości szybkiego dostosowania pracy elektrowni konwencjonalnych do zmian zapotrzebowania. Analizujemy możliwości strony popytowej i sieci przesyłowych. Zastanawiamy się, jak skonstruować rynek energii, aby odpowiednio wynagradzał elastyczność, a jednocześnie był transparentny i efektywny.

Mam świadomość, że elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego to nie jest temat, który przyciągnie szeroką publiczność. Ale tym bardziej uważam, że warto poświęcić mu uwagę. Bez względu na decyzje dotyczące przyszłego miksu energetycznego Polski poprawa elastyczności będzie coraz ważniejsza.

4

Życzę dobrej lektury i zachęcam do dyskusji o przyszłości polskiej energetyki.

Z poważaniem

**Joanna Maćkowiak-Pandera**

Prezes Forum Energii

## 1. Najważniejsze wnioski

- W obliczu nadchodzących wyzwań polski system elektroenergetyczny jest niedostatecznie elastyczny.
- Konsekwentnie planowana i wdrażana poprawa elastyczności zwiększy w krótkiej perspektywie bezpieczeństwo pracy systemu i bezpieczeństwo dostaw energii, a w dłuższej zmniejszy koszty i ograniczy emisję CO<sub>2</sub>.
- Operator systemu przesyłowego dysponuje ograniczonymi możliwościami wykorzystywania elastyczności użytkowników systemu elektroenergetycznego. Konieczne są więc wzrost roli operatora i sięgnięcie przez niego po zasoby elastyczności przyłączone do sieci dystrybucyjnej.
- Zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) do 32% w 2030 r. w państwach członkowskich, co jest celem Unii Europejskiej, wymaga stałego obniżania kosztów tych technologii. W tym kontekście bardzo istotna jest efektywna kosztowo i niezawodna technicznie integracja OZE.
- Praca źródeł konwencjonalnych i odnawialnych może się wzajemnie uzupełniać. Dlatego niezbędne są zmiany w całym łańcuchu dostaw: w wytwarzaniu konwencjonalnym i OZE, przesyłaniu i dystrybucji, u odbiorców i w magazynowaniu energii.
- Należy wdrożyć kompleksowe mechanizmy rynkowe, których zadaniem będzie dostarczenie bodźców ekonomicznych podmiotom mogącym zaoferować elastyczność pracy.

5

## 2. Rekomendacje

### Konwencjonalne jednostki wytwórcze

Dalsza rewitalizacja węglowych bloków konwencjonalnych powinna się charakteryzować krótkim czasem rozruchu (w ciągu pożądanego trzech godzin od stanu zimnego), niskimi minimami technicznymi na poziomie 25%<sup>1</sup> oraz zdolnością do szybkich zmian obciążenia, a także być przystosowana do częstych (ok. 200/rok) uruchomień przy założeniu pracy przez mniejszą liczbę godzin (ok. 1500–4500/rok).

Powinna nastąpić dywersyfikacja wykorzystania paliw kopalnych w kierunku wzrostu roli źródeł gazowych, które są bardziej elastyczne od źródeł węglowych.

### Ciepłownictwo

Rekomendujemy wzrost zainstalowanej mocy źródeł kogeneracyjnych do poziomu ok. 11 GW<sub>e</sub> poprzez podniesienie efektywności ich wykorzystania w okresie letnim i zastąpienie wycofywanych źródeł węglowych blokami parowo-gazowymi (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT). Dostosowanie profili produkcji energii elektrycznej do zapotrzebowania odbiorców na moc z użyciem akumulacji ciepła umożliwi pełne wykorzystanie potencjału systemów ciepłowniczych.

### Odbiorcy energii

Rekomendujemy konsekwentny rozwój mechanizmów redukcji popytu (Demand Side Response, DSR) w kierunku agregacji coraz mniejszych odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej aż do odbiorców indywidualnych objętych

<sup>1</sup> Cel 25% minimum technicznego jest założeniem ambitnym niemniej jednak koniecznym dla rzeczywistej poprawy elastyczności KSE.

zaawansowaną infrastrukturą pomiarową (Advanced Metering Infrastructure, AMI). Elastyczność uzyskiwana dzięki tym mechanizmom jest bardzo ważnym zasobem. Łączny potencjał mechanizmu redukcji w Polsce jest szacowany na poziomie 2,5 GW przy dyspozycyjności 1,2 GW.

## Rynek

Wśród rekomendowanych do wdrożenia mechanizmów rynkowego stymulowania zachowań użytkowników systemu elektroenergetycznego, najważniejsze są:

- zmiana mechanizmu wyceny energii, aby obejmował nie tylko koszty jej wytworzenia, ale również dostarczenia do odbiorcy. Stworzy to właściwe sygnały do lokalizacji sieci i generacji na konkretnym obszarze geograficznym,
- rozwój rynków krótkoterminowych o większej płynności, w których na równoprawnych warunkach będą mogli uczestniczyć wszyscy (wytwórcy, odbiorcy, magazyny), a ceny energii elektrycznej będą odzwierciedlały jej wartość dla odbiorców,
- nowe zasady taryfowania – wprowadzenie wyceny w czasie rzeczywistym.

## Przesył i dystrybucja

Konieczna jest rozbudowa sieci, aby zwiększyć geograficzne obszary bilansowania.

Rekomendujemy stosowanie systemu dynamicznej oceny zdolności przesyłowej, która pozwala na zwiększenie możliwości przesyłowych linii napowietrznych od kilku do 30%.

6

Powinno nastąpić przejście od deterministycznych metod planowania rozwoju sieci do metod probabilistycznych pozwalających m.in. na uwzględnienie zmiennego charakteru generacji OZE, różnego zapotrzebowania odbiorców na moc i elastyczności użytkowników systemu elektroenergetycznego.

## Usługi regulacyjne

Rekomendujemy zwiększenie kompetencji operatora systemu dystrybucyjnego w zakresie wykorzystania usług regulacyjnych, szczególnie w kontekście rozwiązań wprowadzanych przez pakiet zimowy oraz zmian związanych z wdrażaniem kodeksów sieciowych opracowanych przez ENTSO-E<sup>2</sup>, ACER<sup>3</sup> i Komisję Europejską. Nowoczesne technologie OZE, zwłaszcza turbiny wiatrowe i systemy fotowoltaiczne, oferują parametry regulacyjne odpowiadające co najmniej technicznym wymaganiom regulacyjnych usług systemowych zdefiniowanym przez operatora systemu przesyłowego, a dla wybranych usług je przewyższają. Jest niezbędne, aby OZE, zastępując konwencjonalne źródła energii, przejęły również obowiązki świadczenia usług regulacyjnych.

## Magazynowanie energii

Na pierwszej aukcji rynku mocy zgłoszono 15 instalacji o mocy 111 MW, co jest pozytywnym sygnałem. Należy umożliwić udział technologii magazynowania energii w innych rynkach, np. bilansującym i usług regulacyjnych na równi z zasobami wytwórczymi.

## Elektromobilność

Szacuje się, że dzięki rozwojowi elektromobilności można uzyskać redukcję dobowej zmienności obciążenia w granicach od 5 do 25% (0,7–1,8 GW).

Ze względu na bardzo wczesne stadium zaawansowania tej gałęzi przemysłu trzeba stymulować jej rozwój w kierunku pełnego wykorzystania potencjału elastyczności, w szczególności technologii pojazd–sieć (Vehicles to Grid, V2G) oraz bodźców cenowych w procesach ładowania i rozładowania pojazdów.

<sup>2</sup> European Network of Transmission System Operators.

<sup>3</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

### 3. Wprowadzenie

Elastyczność zwiększa bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego i umożliwia integrację zmiennych źródeł odnawialnych. Głównym celem niniejszego tekstu jest zaproponowanie rozwiązań wspierających poprawę elastyczności systemu:

- wskazanie wybranych kierunków i propozycji działań związanych z organizacją rynku energii;
- przedstawienie działań obejmujących cały łańcuch wartości (wytwórca – przesył – odbiorca energii).

Proponowane zmiany, oprócz obniżenia kosztów funkcjonowania elektroenergetyki i poprawy jakości oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej, mają na celu zmniejszanie emisji zanieczyszczeń przez system elektroenergetyczny.

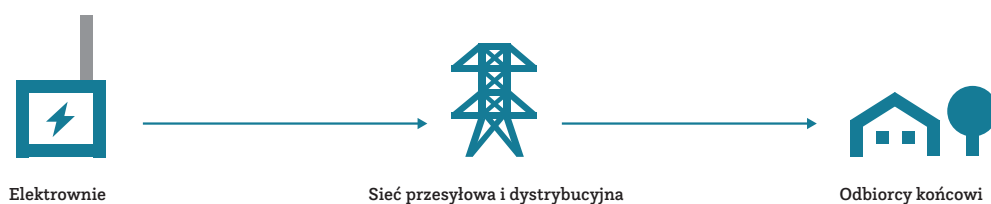
W opracowaniu:

- oceniono elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego na podstawie danych dotyczących jego pracy;
- uwzględniono wpływ zmian technologicznych oraz uwarunkowań rynkowych na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego;
- omówiono kierunki działań całego łańcucha (generacja – przesył – dystrybucja – odbiorca końcowy), które w przyszłości przyczynią się do zwiększenia elastyczności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego wobec zmian miksu energetycznego.

7

Dotychczasowe funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego polegało na jednokierunkowym przepływie mocy od dużych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przyłączonych do sieci przesyłowej, przez sieci przesyłowe wysokiego, średniego i niskiego napięcia, do odbiorców końcowych.

#### Rysunek 1. Tradycyjny model funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.



Źródło: opracowanie własne.

Sieć dystrybucyjna, łącząca sieć przesyłową z odbiorcami, była całkowicie pasywna, a zarządzanie jej pracą odbywało się w sposób scentralizowany, w którym systemowa generacja nadążała za zmianami zapotrzebowania odbiorców na moc. Niezbilansowanie mocy w systemie było pokrywane przez wcześniej zaplanowane rezerwy mocy, których jedynym dostawcą były jednostki wytwórcze centralnie dysponowane.

Liberalizacja rynku energii, zapoczątkowana ustawą Prawo energetyczne, umożliwiła współpracę na zasadach komercyjnych przedsiębiorstwom z obszarów wytwarzania i obrotu energią, pozostawiając w strefie regulowanej przesył i dystrybucję. Energia elektryczna stała się przedmiotem handlu, w którym opłacona jest jej produkcja i dostarczenie.



Rynek energii elektrycznej funkcjonuje w różnych horyzontach czasowych:

- długoterminowym (rocznym, kwartalnym, miesięcznym i tygodniowym),
- dnia następnego,
- dnia bieżącego,
- czasu rzeczywistego – bilansowanie wraz z usługami regulacyjnymi.

Obecnie większa część rynku usług regulacyjnych zintegrowana jest z rynkiem bilansującym działającym w trybie dobowo-godzinowym. Operatorowi systemu przesyłowego daje to możliwości bilansowania podaży i popytu w ultrakrótkim i krótkim czasie. Usługi regulacyjne są przez operatora pozyskiwane od uczestników rynku bilansującego:

- po stronie podaży – przede wszystkim od jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz
- po stronie popytu – odpowiedź strony popytowej, DSR.

Unijne zobowiązania Polski dotyczące energii z OZE oraz postęp technologiczny powiązany ze spadkiem kosztów przyczyniły się do rozwoju odnawialnych źródeł, głównie farm wiatrowych<sup>4</sup>. Nadal jednak ciepłownice zawodowe spalające węgiel dają blisko 80% rocznej produkcji energii. Dominuje model rynku związany z przepływem mocy od najwyższych napięć do najniższych.

Rozwój generacji rozproszonej przyczynia się do stopniowej zmiany roli sieci dystrybucyjnej – z pasywnej na sieć aktywną. W takiej sieci przepływy mocy następują nie tylko z sieci przesyłowej, ale także wewnątrz sieci dystrybucyjnej – na tym samym poziomie napięć – lub z sieci o niższym napięciu do sieci o wyższym napięciu (dwukierunkowe przepływy mocy). Drobni odbiorcy końcowi są pasywnymi uczestnikami rynku energii.

Obecny scentralizowany model rynku nie będzie jednak w przyszłości stymulować elastycznej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Dlatego konieczne są zmiany umożliwiające przekazywanie do użytkowników systemu – odbiorców i wytwórców – bodźców cenowych nagradzających zachowania korzystne z punktu widzenia pracy systemu. Istotną będzie również zmiana charakteru pracy bloków konwencjonalnych – zwiększenie liczby uruchomień w ciągu roku oraz zmniejszenie wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej (skrócenie czasu pracy w roku, praca z mocą znacznie poniżej mocy osiągalnej).

Zmieni się również rola odbiorcy końcowego. Rozwój energetyki obywatelskiej (prosumenci, klastry energii), a w przyszłości rozwój elektromobilności przyczynią się do zwiększenia jego znaczenia w systemie elektroenergetycznym. Postępująca digitalizacja sektora wpłynie na optymalizację funkcjonowania sieci elektroenergetycznej (Smart Grid, Smart Metering) i zwiększy możliwości aktywnego wykorzystania zasobów przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Prosument nie tylko będzie wytwarzał energię elektryczną, ale i stanie się uczestnikiem rynku energii.

Powyższe zmiany będą wymagały od operatorów systemu zastosowania nowego podejścia w celu zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii. Wzrośnie też zapotrzebowanie na zasoby charakteryzujące się dużą elastycznością. Coraz większa nieprzewidywalność składowych bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym (OZE, odbiorcy, elektromobilność) wymusi zmianę w sposobie planowania rozwoju i prowadzenia ruchu systemu z deterministycznego na probabilistyczny.

Dotychczas metodą na pokrycie szczytowego zapotrzebowania była budowa nowych mocy wytwórczych. Jest to jednak rozwiązanie kosztowne, obciążające konsumenta energii. Alternatywą jest zwiększenie elastyczności pozostałych użytkowników systemu – wytwórców i odbiorców – oraz integracja systemu elektroenergetycznego z ciepłownictwem czy też transportem elektrycznym.

Sieci przesyłowe i dystrybucyjne są podstawowym elementem elastyczności systemu – umożliwiają obszarowe współdzielenie zasobów elastyczności. Przesył energii uzupełnia czasowe lub strukturalne braki energii elektrycznej na poziomie

<sup>4</sup> 8,7 GW, w tym generacja wiatrowa 5,8 GW (co stanowi 67% wszystkich źródeł OZE), [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).



lokalnym. Zmieniająca się dynamika relacji pomiędzy wytwarzaniem a odbiorem będzie stymulować nowe inwestycje, w szczególności w sieci dystrybucyjnej. Zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego bez zmian na rynku energii nie jest możliwe. Cena energii nie odzwierciedla obecnie jej realnej wartości dla odbiorców końcowych. Ramy nowego rynku energii zostały przedstawione w unijnym pakiecie zimowym. Równoległe w Polsce toczy się dyskusja na temat reformy rynku energii – akcentuje się zwłaszcza elastyczność, jako że w 2030 r. ponad 30% energii w UE będzie pochodzić ze źródeł odnawialnych.

## 4. Definicja elastyczności

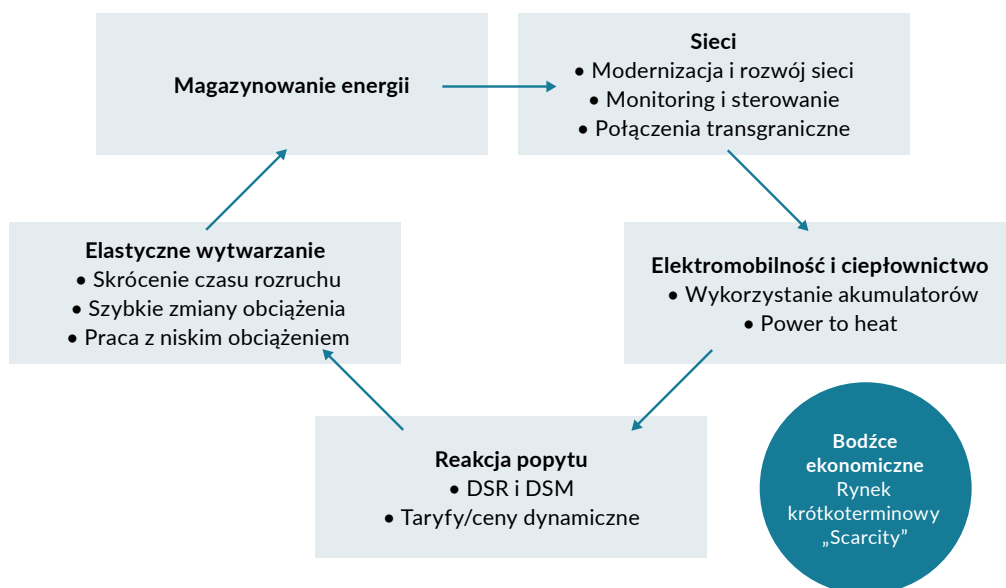
Rysunek 2. Elastyczność systemu elektroenergetycznego.



Źródło: Flexibility in the Power System. The need, opportunity and value of flexibility, DNV GL, White Paper 2017.

Elastyczność systemu elektroenergetycznego, umożliwiająca zawsze zarówno obszarowe, jak i czasowe równoważenie wytwarzania i poboru energii, była od dawna nieodłącznym elementem projektowania i sterowania jego pracą. W przeszłości była głównie zapewniana przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane. W nowoczesnym systemie o elastyczności trzeba myśleć szerzej. Kluczem do jej zwiększenia jest wykorzystanie możliwości wszystkich uczestników systemu, a narzędziem do ich aktywizacji jest rynek energii.

Rysunek 3. Elastyczny system elektroenergetyczny.



Elastyczność systemu elektroenergetycznego charakteryzuje się różnym stopniem dopasowania do ram czasowych planowania jego pracy. I tak:

Elastyczność krótkoterminowa (od kilku sekund do około 15 minut) jest wymagana do bilansowania energii elektrycznej w czasie rzeczywistym;

Elastyczność średnioterminowa (od godziny, kilku godzin do dnia) jest wymagana na rynkach dnia bieżącego i dnia następnego w celu zaplanowania:

- wolumenu generacji dla zbilansowania prognozowanego popytu lub
- zasobów wynikających z błędnego prognozowania generacji odnawialnej o zmiennym charakterze pracy.

Elastyczność długoterminowa (miesiące, lata) jest związana z przewidywaniem długotrwałych zmian, np. zdolności do pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w wieloletniej perspektywie, oraz planowaniem rozwoju sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, generacji lub poprawy efektywności.

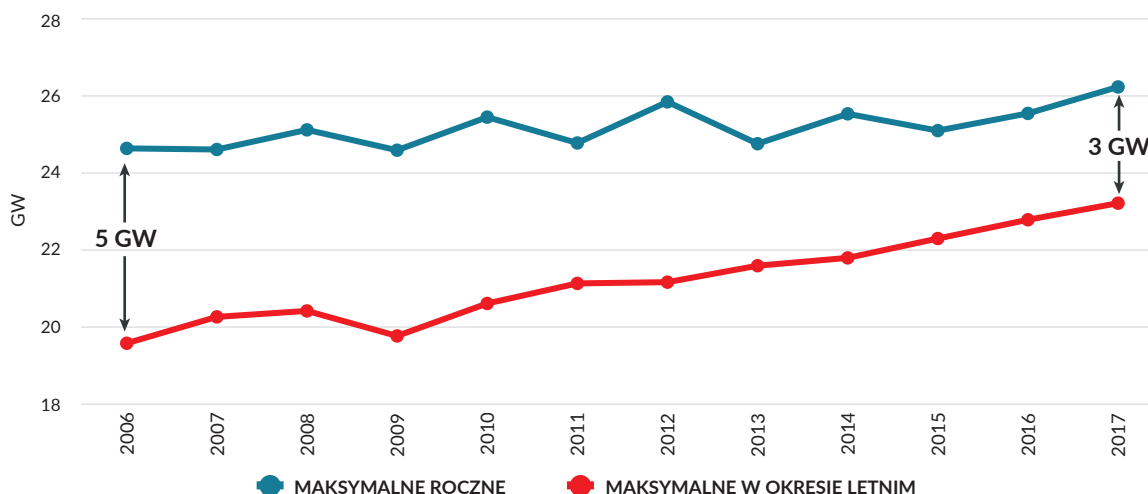
## 5. Wyzwania dla krajowego systemu elektroenergetycznego

Rosnący udział OZE oraz szybkie zmiany w zapotrzebowaniu odbiorców na moc wpływają na pracę jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Obniżają się ich wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej; jednostki wytwórcze, które do tej pory pracowały w podstawie krzywej zapotrzebowania na moc, zaczynają funkcjonować jako elektrownie podszczytowe, odstawiane w dolinie zapotrzebowania; wzrasta liczba odstawień jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w cyklu dobowym. W konsekwencji wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną i zapewnienie wymaganego poziomu rezerw mocy.

### 5.1. Zmiany zapotrzebowania odbiorców na moc

Szczytowe zapotrzebowanie na moc występuje w okresie zimowym i zmienia się w zależności od czynników pogodowych (ciepła/mroźna zima). W okresie 2007–2017 rosło ono średnio o 0,9% rocznie, natomiast w szczycie letnim o ok. 1,9% rocznie. W analizowanych latach różnica pomiędzy szczytowym zapotrzebowaniem w okresie zimowym a maksymalnym zapotrzebowaniem w okresie letnim zmniejszyła się z 5 GW (2007 r.) do 3 GW (2017 r.).

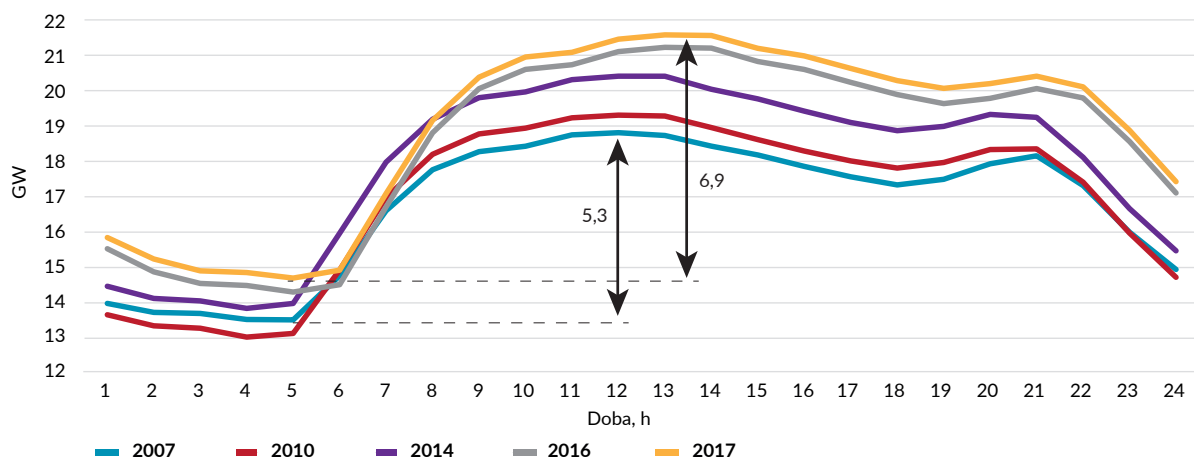
Rysunek 4. Maksymalne zapotrzebowanie w szczycie rocznym oraz w okresie letnim, w GW.



Źródło: Polska transformacja energetyczna 2017, Forum Energii 2018, na podstawie danych PSE.

Systematycznie rośnie dobowa różnica pomiędzy dolinowym a szczytowym zapotrzebowaniem na moc, w szczególności w okresie letnim, w którym średnia zmienność zapotrzebowania na moc w ciągu dnia zwiększyła się z 5,3 GW w 2007 r. do 6,9 GW w 2017 r.

Rysunek 5. Profil zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie letnim, w MW.

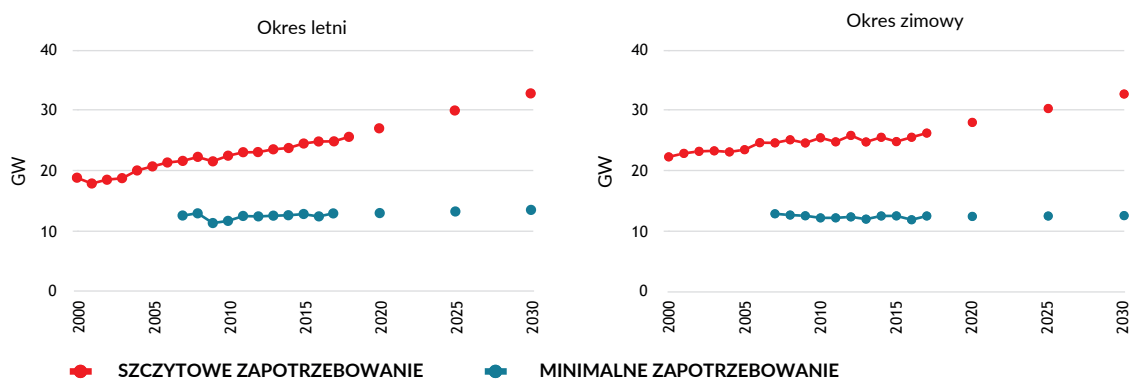


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

11

W prognozach pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc do 2030 roku [Prognoza pokrycia, 2016] przewiduje się pogłębienie dysproporcji pomiędzy dolinowym i szczytowym zapotrzebowaniem na moc. Zwiększenie tych różnic w układzie dobowo-godzinowym będzie miało wpływ na wielkość zapotrzebowania na rezerwę mocy i regulacyjne usługi systemowe. Podwyższanie poziomu rezerw generuje koszty, których można by uniknąć, gdyby system był bardziej elastyczny.

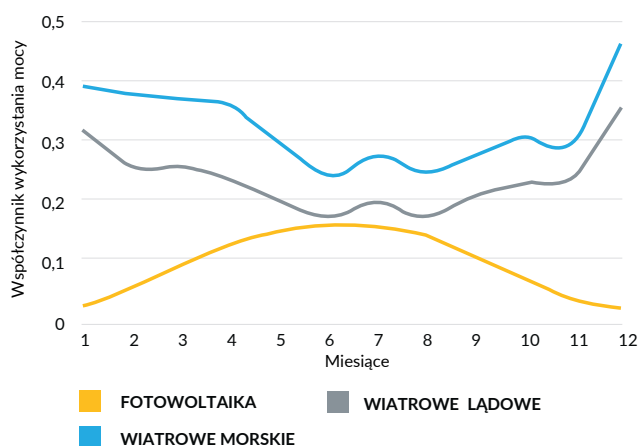
Rysunek 6. Maksymalne i minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

## 5.2. Wzrost udziału źródeł o zmiennej charakterystyce wytwarzania w krajowym systemie elektroenergetycznym

Rysunek 7. Sezonowa zmienność generacji wiatrowej oraz fotowoltaiki – średnie współczynniki wykorzystania mocy OZE w latach 2011-2015.



Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, Polskie Sieci Elektroenergetyczne, styczeń 2018

12

Generacja źródeł odnawialnych o zmiennej charakterystyce wytwarzania, tj. elektrowni wiatrowych i fotowoltaiki, stanowi dla operatorów sieci wyzwanie z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Źródła te charakteryzują się bowiem zmiennością sezonową i dobową.

Od 2010 r. w krajowym systemie elektroenergetycznym przyłączono źródła odnawialne o mocy zainstalowanej ok. 8 GW [Raport URE]. W roku 2017 w strukturze mocy zainstalowanej w systemie źródła odnawialne stanowią ok. 16%, z dominującym udziałem elektrowni wiatrowych (13%). Natomiast w bilansie produkcji energii OZE mają 8-procentowy udział (14 TWh ze 165 TWh w roku 2017).

Do końca sierpnia 2018 r. w Polsce przyłączono do sieci instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy 320 MW. Największa farma fotowoltaiczna (w Czerlikowie) ma moc 3,77 MW. Moc zainstalowana blisko 1200 elektrowni wiatrowych to ok. 5,9 GW. Największa farma wiatrowa o mocy 250 MW jest zlokalizowana w Darłowie.

Przy wysokiej generacji wiatrowej i niskim zapotrzebowaniu na moc (przeważnie w okresie okołoswiątecznym) obciążenie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych spada na tyle<sup>5</sup>, że operator systemu przesyłowego może być zmuszony do okresowego obniżania mocy oddawanej do sieci przez farmy wiatrowe.

Poprawiająca się efektywność pracy oraz znaczący spadek kosztów inwestycyjnych zwiększą konkurencyjność źródeł odnawialnych, w szczególności energetyki wiatrowej i słonecznej. Sukcesywne podwyższanie mocy pojedynczych turbin oraz poprawa współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej powodują, że już obecnie w Polsce rozważa się budowę farm wiatrowych bez systemu wsparcia.

Z danych publikowanych przez Ørsted na przykładzie dziesięciu projektów farm morskich zrealizowanych w okresie 2014–2017 w krajach Europy Zachodniej wynika, że jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia (Levelized Cost of Electricity, LCOE) obniżył się ze 156 euro/MWh do 62 euro/MWh. Z kolei wartość tego kosztu z farm morskich, obliczona dla Polski na rok 2025 przez Siemens Gamesa Renewable Energy, ma dla farmy ~1 GW wynieść poniżej 70 euro/MWh.

Zgodnie z zapisami Pakietu energetyczno-klimatycznego (z 2008 r.) do 2020 r. Polska powinna osiągnąć 15-procentowy udział OZE w bilansie energetycznym. Cel dla sektora elektroenergetycznego wynosi ok. 19% udziału OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej. Po 2020 r. zaczną obowiązywać nowa dyrektywa w sprawie OZE, przyjęta w czerwcu 2018 r., oraz rozporządzenie w sprawie zarządzania unią energetyczną w ramach pakietu zimowego. Zgodnie z tym rozporządzeniem udział OZE w państwach UE ma wynieść 32%. Dynamiczny rozwój OZE w kolejnych latach będzie więc pogłębiać problemy z bilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego.

Jeśli założyć utrzymanie się obecnych trendów, roczna liczba godzin, w czasie których obciążenie pokrywane przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane będzie mniejsza lub równa 5–6 GW (suma minimumów technicznych tych jednostek posiadających status tzw. must run), wyniesie w roku 2030 ok. 150, a liczba godzin, w trakcie których obciążenie

<sup>5</sup> Wskaźnik wymaganej regulacyjności dobowej jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych wynika z minimum technicznego bloków i wynosi średnio nieco powyżej 50%.

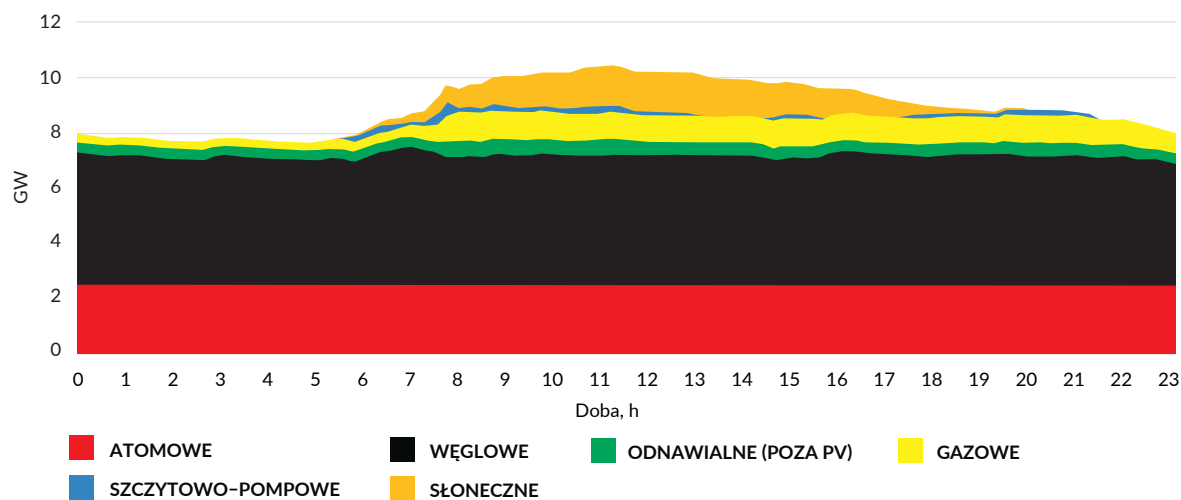
żenie tych jednostek będzie mniejsze niż 1 GW, ok. 10 na rok.

Jest to wyzwanie dla zapewnienia niezawodności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Rozwiązaniem jest czasowe ograniczanie mocy oddawanej do sieci przez jednostkę wytwórczą niecentralnie dysponowaną, np. generację wiatrową, w okresach nadpodaży energii elektrycznej. W zależności od skali zjawiska i przyjętych rozwiązań ograniczanie mocy jednostek wytwórczych niecentralnie dysponowanych może się odbywać w ramach usługi regulacyjnej (odpłatnie) lub procedur zapewnienia bezpieczeństwa i niezawodności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (nieodpłatnie).

Duże rozproszenie źródeł fotowoltaicznych i maksymalna generacja systemu fotowoltaicznego w korelacji ze szczytowym obciążeniem w systemie elektroenergetycznym w okresie letnim będą wspomagać pokrycie szczytowego zapotrzebowania w ciągu dnia.

Według Polskich Sieci Elektroenergetycznych w obecnym modelu rynku pożądaną w skali kraju poziom mocy z fotowoltaiki wynosi ok. 3–4 GW. Powyżej tej wartości, jak pokazują dane z Niemiec, zaobserwowane gradienty mocy oddawanej przez system fotowoltaiczny będą wymagały zwiększenia rezerwy mocy w kierunku zwiększania generacji powyżej obecnie obowiązujących kryteriów (ubytek największego bloku w systemie) lub wykorzystania dodatkowych zasobów elastyczności w krajowym systemie elektroenergetycznym po stronie wytwórczej lub odbiorczej.

Rysunek 9. Wykorzystanie fotowoltaiki w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc na przykładzie Czech w dniu 24 czerwca 2016 r.



13

Źródło: <https://wysokienapiecie.pl>.

Tabela 1. Fotowoltaika na obszarze działania operatora 50Hertz.

Wyszczególnienie	2014	2015	2016	2018
Moc zainstalowana na koniec roku (w GW)	8,40	8,83	9,28	10,39
Moc maksymalna (w GW)	5,54	5,99	6,58	7,20
Największa zarejestrowana zmiana mocy w okresie 15 min. (w MW)	+957/1073	+1061/-709	+860/-576	+595/-600
Największa zarejestrowana zmiana mocy w ciągu 1 godz. (w MW)	+1781/-1705	+3170/-2085	+2005/-1642	+1875/-1824

Źródło: opracowanie własne na podstawie na podstawie [50Hertz](https://www.50hertz.pl).

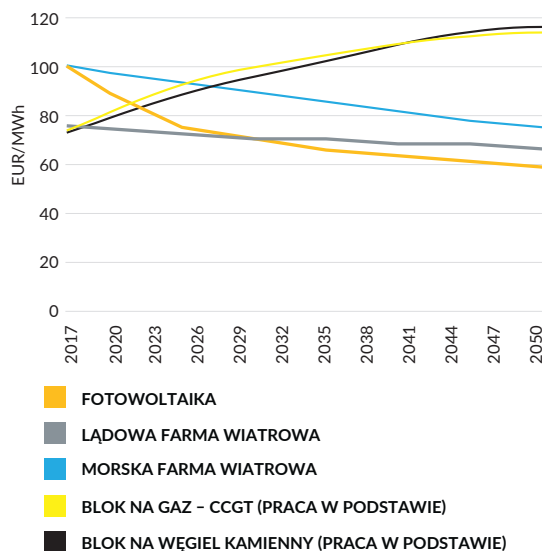
### 5.3. Systemowe ograniczenia przesyłowe

Ograniczenia sieciowe występujące w krajowym systemie elektroenergetycznym są spowodowane m. in.:

- słabo rozwiniętą siecią przesyłową w północnej części kraju;
- nierównomierną strukturą lokalizacyjną źródeł wytwarzania (większość jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych znajduje się na południu kraju);
- nieplanowanymi przepływami na połączeniach transgranicznych.

Ograniczenia sieciowe wpływają na pracę jednostek wytwórczych. Niektóre mają charakter stały, co wymusza pracę elektrowni w trybie must run. Pozostałe są likwidowane poprzez zmianę topologii sieci lub programów pracy jednostek wytwórczych, czyli interwencyjną pracę jednostek wytwórczych (redispatching). Połączenia transgraniczne i możliwość importu energii elektrycznej w szczególnych przypadkach zagrożenia bezpieczeństwa dostaw zwiększają elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego. Brak lub ograniczenia importu mocy zmniejszają możliwości reakcji operatora systemu przesyłowego w sytuacjach awaryjnych.

Rysunek 8. Jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii w cyklu życia zmiennych OZE oraz elektrowni węglowych.



Źródło: Polski sektor energetyczny. 4 scenariusze, Forum Energii 2017

skim poziomie generacji wiatrowej mogą występować ograniczenia w eksporcie do Szwecji oraz Litwy.

Przy dużej generacji wiatrowej i niewielkim zapotrzebowaniu na moc na północy Polski (godziny nocne) farmy wiatrowe są w stanie pokryć dużą część zapotrzebowania na moc odbiorców w tej części kraju, co zmniejszy obciążenie linii 400 kV

#### 5.3.1. Ograniczenia sieciowe krajowego systemu elektroenergetycznego

**Sieć przesyłowa.** Stan techniczny infrastruktury przesyłowej ocenia się według zaawansowania technologicznego oraz stopnia zużycia. W Polsce sieć przesyłowa była budowana w latach 60. i 70. ubiegłego wieku.

W miarę wzrostu temperatury zewnętrznej spada obliczeniowa obciążalność linii napowietrznych ze względu na dopuszczalny tzw. zwis przewodu, co obniża realne zdolności przesyłowe. Wymaga to od operatora systemu przesyłowego stosowania zmian w konfiguracji topologii sieci<sup>6</sup> i generacji<sup>7</sup>, a to zwiększa koszty pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Elastyczność pracy sieci podniosą zarówno monitorowanie jej obciążalności, np. z wykorzystaniem systemów dynamicznej obciążalności linii, jak i działania zaradcze podejmowane wówczas, gdy przepływ mocy przekracza rzeczywistą (w danych warunkach atmosferycznych) obciążalność linii.

Na ograniczenia sieciowe duży wpływ ma generacja wiatrowa, która jest zlokalizowana przede wszystkim w północnej części Polski, podczas gdy większość elektrowni systemowych – w południowej i środkowej. W okresie bezwietrznym moc przepływa z południa na północ (niski poziom generacji wiatrowej). Spełnienie kryteriów bezpieczeństwa pracy wymaga pracy elektrowni Dolna Odra i Ostrołęka oraz Elektrociepłowni Karolin, a także utrzymania odpowiedniego poziomu rezerw elektrowni szczytowo-pompowych i importu mocy poprzez łącza HVDC (High Voltage Direct Current). Przy ni-

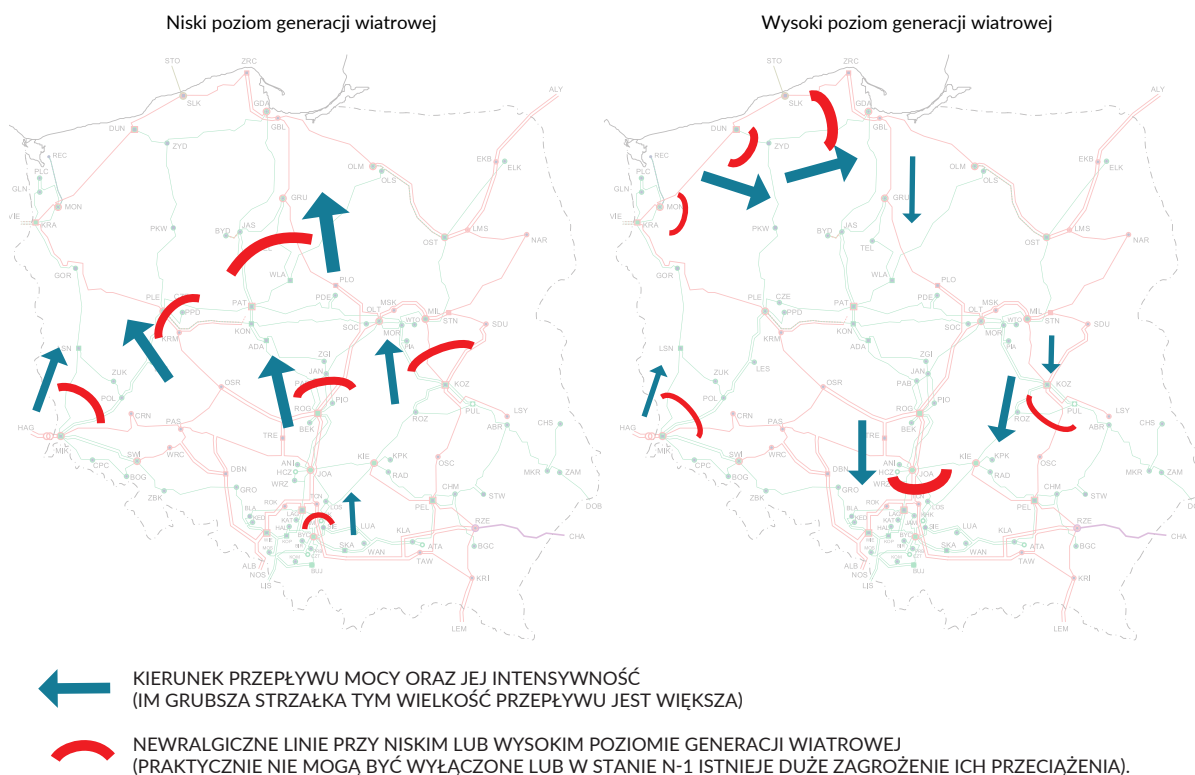
<sup>6</sup> Wyłączenia sprzęgieł w rozdzielniach, wyłączenia transformatorów NN/110 kV, podziały w sieci.

<sup>7</sup> Ograniczenia mocy bądź wymuszenia generacji.

łączących północ z centrum kraju. W efekcie nieobciążone linie systemu przesyłowego generują moc bierną. Prowadzi to do wzrostu poziomu napięć w systemie przesyłowym na północy kraju, a w konsekwencji w systemie dystrybucyjnym<sup>8</sup>. Wyłączenie linii 400 kV, prowadzące do obniżenia napięć na północy kraju, jest nieracjonalne, ponieważ będzie zmniejszać niezawodność dostaw energii. Na Pomorzu środkowym i zachodnim jest stosunkowo niewiele elektrowni systemowych mogących kompensować wzrost napięć na północy kraju (elektrownie szczytowo-pompowe jak: Żarnowiec i Żydowo oraz elektrownia Dolna Odra). Ponadto mniejsze zapotrzebowanie na moc z jednostek wytwórczych zlokalizowanych na południu przyczynia się do występowania ograniczeń systemowych w południowej części systemu elektroenergetycznego. Do spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego potrzebna jest praca np. elektrowni Jaworzno i Łagisza, co może doprowadzić do wzrostu kosztów funkcjonowania systemu.

Budowa morskich farm wiatrowych na Bałtyku (8–12 GW w perspektywie do 2035 r.) z jednej strony pogłębi wyzwania opisane powyżej, wiążąc się z koniecznością rozbudowy sieci przesyłowej. Z drugiej będzie jednak wspierać elastyczność systemu energetycznego, zwłaszcza wówczas, gdy powstaną nowe połączenia transgraniczne.

Rysunek 10. Rozpływ mocy podczas niskiej i wysokiej generacji wiatrowej.



15

Źródło: M. Kornicki, Aktualne aspekty prowadzenia ruchu KSE. VII Konferencja Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym, PTPIREE, Warszawa, 19–20 czerwca 2018 r.

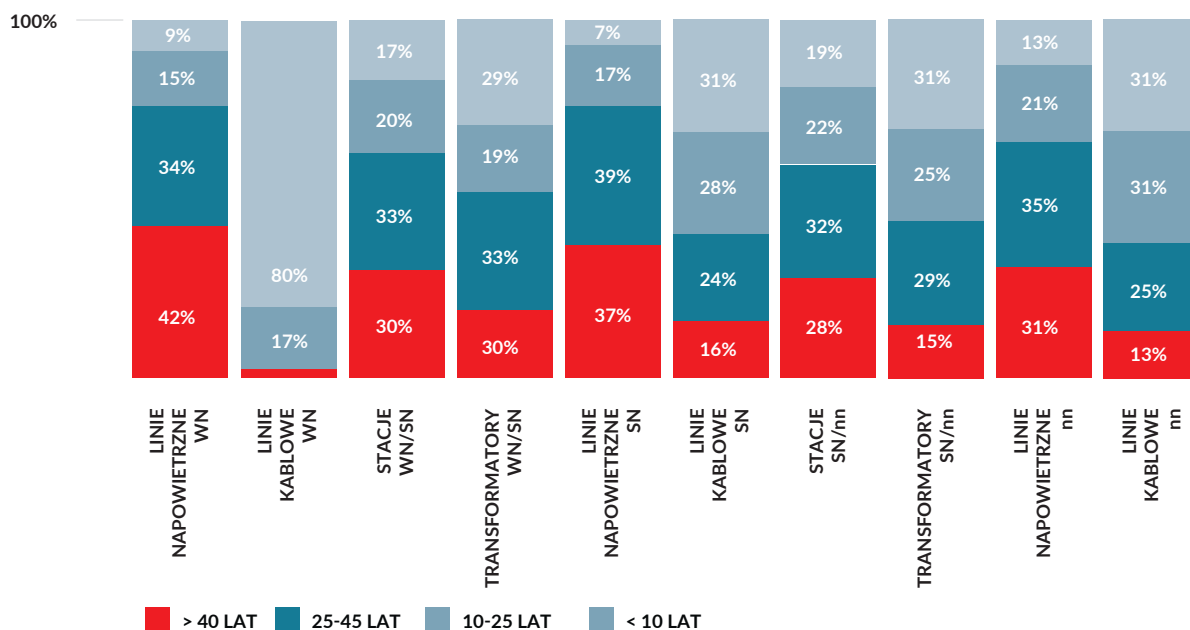
**Sieć dystrybucyjna.** Rozwój generacji rozproszonej, w tym spadek kosztów inwestycyjnych mikroinstalacji, przyczynia się do wzrostu jej udziału, głównie źródeł odnawialnych, w pokrywaniu zapotrzebowania na moc. W konsekwencji następuje zmiana roli sieci dystrybucyjnej – z sieci pasywnej stopniowo staje się siecią aktywną, w której przepływy mocy notuje się nie tylko z sieci przesyłowej, ale także wewnątrz sieci dystrybucyjnej, a nawet w kierunku od niższych napięć do wyższych (np. sieć średniego napięcia).

Sieci dystrybucyjne w Polsce są w znacznej mierze wyeksploatowane, co przekłada się na wskaźniki niezawodności dostaw energii (SAIDI, SAIFI). Co prawda w ostatnich latach na skutek działań operatora systemu dystrybucyjnego wskaźniki te poprawiły się, ale nadal w porównaniu do innych krajów UE są niekorzystne.

<sup>8</sup> Analogiczna sytuacja (zbyt wysokie wartości napięcia spowodowane generacją wiatrową) występuje w sąsiednich systemach energetycznych, co potwierdzają m.in. przedstawiciele operatora niemieckiego 50Hertz.



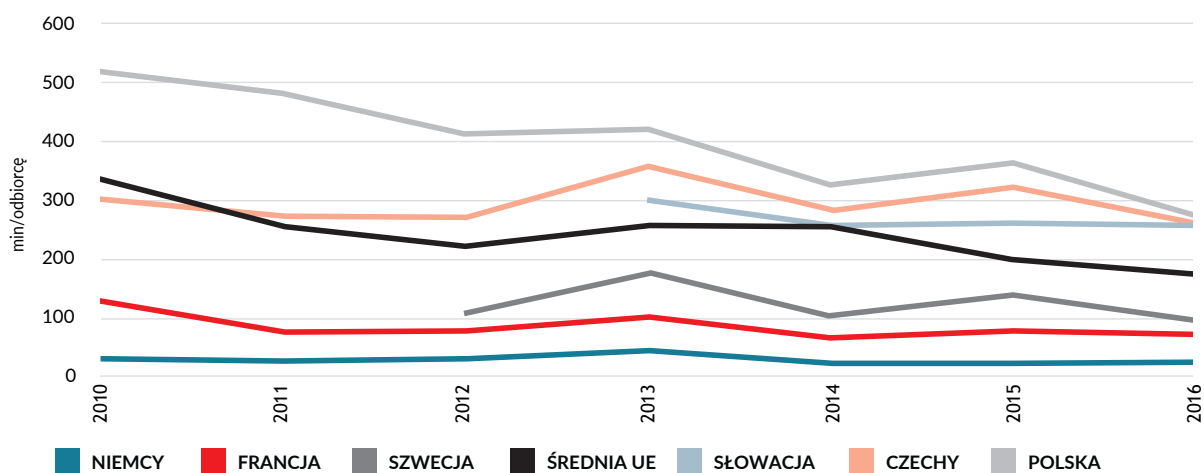
Rysunek 11. Struktura wieku sieci dystrybucyjnej.



Źródło: Energetyka. Dystrybucja i przesył. Raport PTPIREE, Warszawa 2017.

16

Rysunek 12. Wartość SAIDI w Polsce i wybranych krajach UE, w min/odbiorcę.



Źródło: opracowanie własne na podstawie CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply; Data update 2015/2016; 26 lipca 2018 r., Council of European Energy Regulators; Energetyka. Dystrybucja i przesył...

**Modernizacja i rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnych.** Przyłączenie instalacji systemu fotowoltaicznego oraz planowany w kraju wzrost liczby pojazdów elektrycznych będą wymagały zmian przede wszystkim w funkcjonowaniu sieci dystrybucyjnej. Konieczna będzie modernizacja sieci, m.in.: wymiana elementów (linie nn, transformatory sieci średniego napięcia/nn) charakteryzujące się większą mocą, a także uelastycznienie wykorzystania sieci poprzez zwiększenie stopnia automatyzacji pracy sieci (instalowanie urządzeń telemechaniki, automatyki zabezpieczeniowej czy monitoringu).

Zasadniczym problemem modernizacji sieci dystrybucyjnych i przesyłowych w kontekście rozwoju OZE, elektromobilności i rosnącej liczby zastosowań energii elektrycznej przez odbiorców końcowych jest stochastyczny charakter tych procesów. Generacja OZE i zmienność zapotrzebowania odbiorców na moc są w dużym stopniu zależne od warunków meteorologicznych na danym obszarze. Nieprzewidywalny jest również wpływ elektromobilności na sieć, chodzi bowiem o przemieszczanie się w cyklu dobowym pomiędzy węzłami sieci dystrybucyjnej użytkowników sieci – odbiorców lub odbiorców/dostawców energii.

Deterministyczne planowanie modernizacji może prowadzić do nieoptymalnej alokacji ograniczonych środków finansowych, którymi dysponuje operator systemu przesyłowego. Trzeba uwzględnić zarówno zmienność i nierównoczesność poszczególnych składowych bilansu mocy, jak i elastyczność poszczególnych użytkowników sieci (która również ma charakter stochastyczny), a także ocenić jej wpływ na zakres modernizacji.

### 5.3.2. Ograniczenia międzysystemowe

Krajowy system elektroenergetyczny posiada połączenia międzysystemowe z większością krajów sąsiednich:

- synchroniczne z systemami: niemieckim (operator 50Hertz), słowackim (operator SEPS) oraz czeskim (operator ČEPS);
- asynchroniczne ze Szwecją (operator Svenska kraftnät, zdolności przesyłowe maks. 600 MW) i z Litwą (operator Litgrid, zdolności przesyłowe 500 MW);
- asynchroniczne z Ukrainą (operator Ukrenergo), realizowane jednostronnie poprzez linię promieniową 220 kV (maks. zdolności przesyłowe 220 MW). Linia 750 kV pozostaje trwale wyłączona.

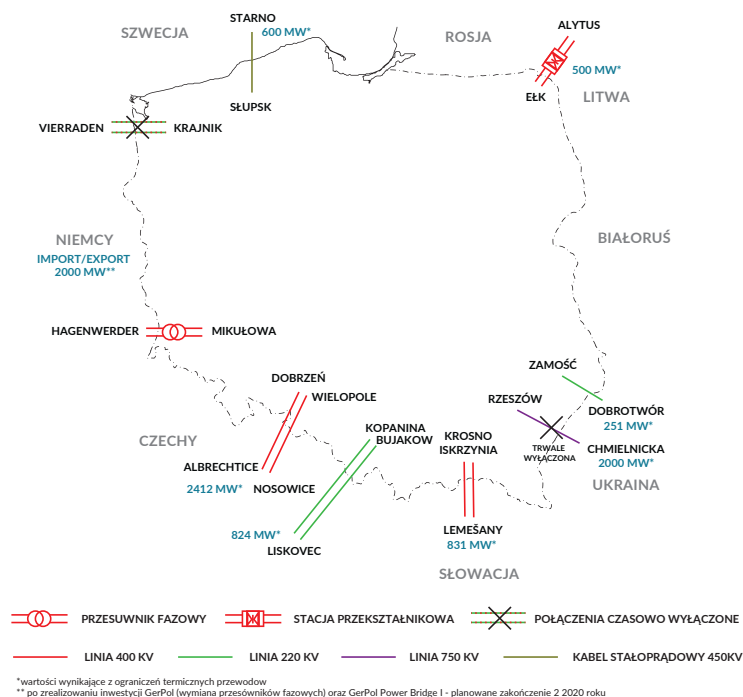
Teoretyczne możliwości przesyłowe połączeń transgranicznych wynoszą ok. 9,5 GW, w tym połączeń synchronicznych ok. 6 GW. Stanowi to ponad 30% szczytowego zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym. Tylko część zdolności przesyłowych może jednak być wykorzystana, gdyż:

- priorytet wykorzystania zdolności przesyłowych ma wymiana handlowa (rynek energii), a nie rynek usług regulacyjnych;
- zdolności przesyłowe są w znacznym stopniu zależne od bilansu danego systemu elektroenergetycznego, związanego m.in. z nieplanowanymi przepływami pomiędzy systemami<sup>9</sup> czy występującymi ograniczeniami sieciowymi w krajowym systemie elektroenergetycznym lub sąsiednich systemach.

17

<sup>9</sup> Niegrafikowane przepływy kołowe pomiędzy systemami Niemiec i Polski, wynikające z wysokiej generacji OZE w północnej części Niemiec i braku wystarczających możliwości przesyłu mocy wewnątrz kraju.

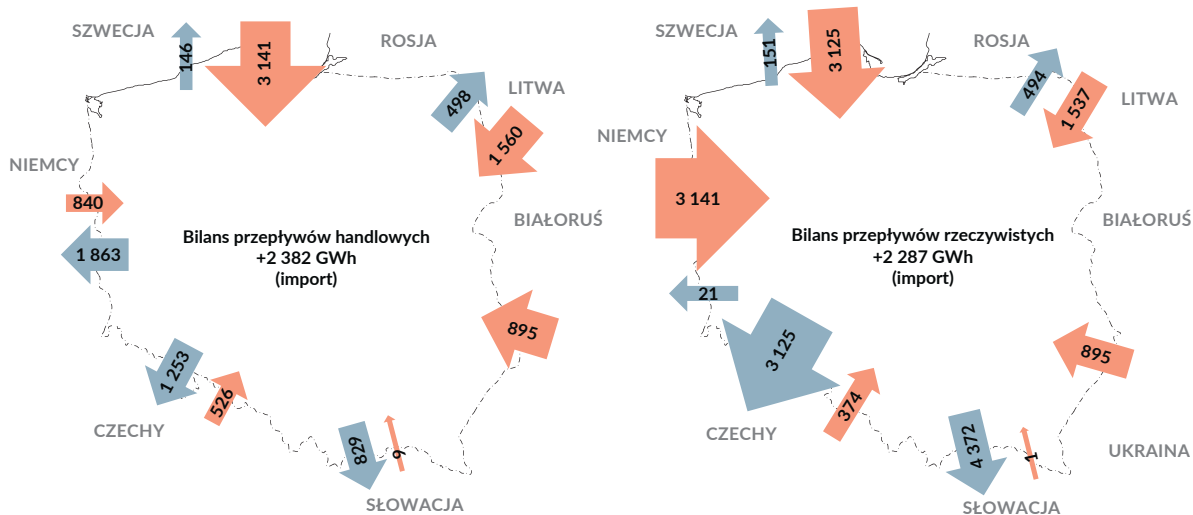
Rysunek 13. Schemat połączeń krajowego systemu elektroenergetycznego z systemami sąsiednimi.



18

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE.

Rysunek 14. Wymiana handlowa i rzeczywisty przepływ energii elektrycznej pomiędzy krajowym systemem elektroenergetycznym a systemami sąsiadującymi, 2017..



Źródło: sprawozdanie URE za 2017 rok.

W 2017 r. Polska importowała energię głównie ze Szwecji, z Litwy oraz Ukrainy. Nadal utrzymuje się istotna różnica pomiędzy handlowym a rzeczywistym przepływem energii na połączeniach synchronicznych wynikająca z nieplanowanych przepływów mocy. Po zakończeniu budowy przesuwników fazowych na polsko-niemieckich interkonektorach wymiana mocy wprawdzie się zwiększy, ale nie odblokuje pełnego potencjału połączeń. Konieczna jest rozbudowa

sieci przesyłowej na terenie Niemiec oraz wzmocnienie przesyłu w zachodniej części Polski (projekt 230 „GerPol Power Bridge I” [Plan rozwoju, 2018])<sup>10</sup>. Podobnie wykorzystanie w pełni możliwości na połączeniach asynchronicznych ze Szwecją i z Litwą wymaga rozbudowy sieci przesyłowej po polskiej stronie. Maksymalna zdolność przesyłowa połączeń SwePol i LitPol wynosi 1100 MW. Słaba gęstość linii przesyłowych na północy Polski powoduje, że przy niskiej lub wysokiej generacji wiatrowej lub odstawieniach bloków jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych wartości NTC (Net Transfer Capacity)<sup>11</sup> są ograniczane poniżej wartości nominalnych [Terlikowski, Paska, 2018]. Rozbudowa sieci przesyłowej w północnej części kraju zlikwiduje ograniczenia sieciowe i pozwoli na pełne wykorzystanie możliwości połączeń asynchronicznych niezależnie od czynników zewnętrznych.

W kontekście integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej trzeba będzie rozważyć budowę nowych połączeń transgranicznych pomiędzy [Plan rozwoju, 2018]:

- Polską a Danią (łącze HVDC Avedore–Dunowo), 600 MW w obu kierunkach;
- Polską a Litwą (prawdopodobnie łącze HVDC Żarnowiec–Darbenai), 600 MW w obu kierunkach z równoczesną przebudową istniejącego połączenia HVDC Ełk–Alytus na synchroniczne i przyłączeniem krajów bałtyckich do obszaru elektroenergetycznego Europy kontynentalnej (po 2030 r.).

#### 5.4. Elastyczność pracy elektrowni zawodowych

Elektrownie węglowe dają blisko 70% mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Są to jednostki wytwórcze centralnie dysponowane – 90 bloków, z czego 70 przekroczyło zakładany czas eksploatacji. Pracę tych jednostek projektowano w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego z czasem wykorzystania ponad 5 tys. godzin w roku. Ograniczenia techniczne większości bloków wymuszają pracę z minimum technicznym na poziomie ok. 55%<sup>12</sup> mocy nominalnej, przy nie więcej niż 50-ciu uruchomieniach na rok.

W perspektywie wieloletniej pogarsza się dyspozycyjność wyeksploatowanych jednostek konwencjonalnych i rośnie liczba nieplanowanych wyłączeń, co stwarza problemy ze zbilansowaniem krajowego systemu elektroenergetycznego, zwłaszcza gdy odstawiane są awaryjnie duże jednostki o mocy ponad 500 MW.

Rosnący udział OZE wpływa na zmianę charakteru pracy bloków konwencjonalnych. Dotychczas pracujące w podstawie krzywej obciążenia, będą one zastępowane przez OZE jako źródła podszczytowe – zarówno pod względem współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej (czas pracy ok. 1500–4500 godz./rok), jak i liczby uruchomień w roku. Dlatego bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego mogą zapewnić jednostki wytwórcze charakteryzujące się dużą elastycznością pracy, tj.:

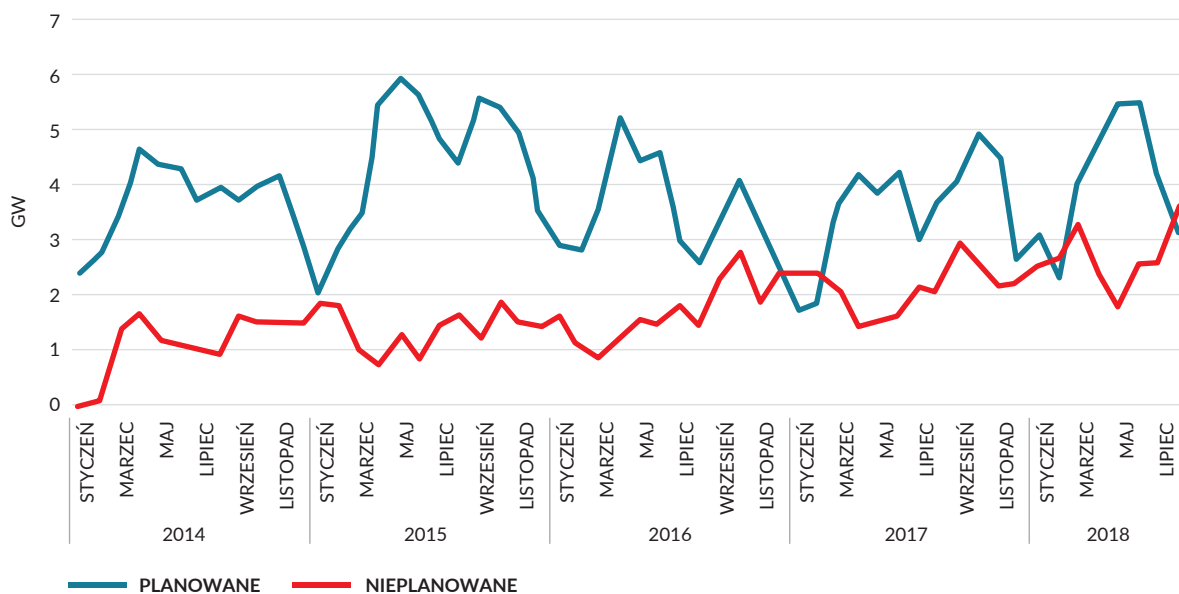
- zdolnością do częstego odstawiania i uruchamiania bloku, np. w cyklu dobowym;
- zdolnością do nieregularnej pracy (z przerwami kilkudniowymi),
- niskim minimum obciążenia w stosunku do mocy osiągalnej bloku.

10 Według szacunków PSE instalacja przesuwników fazowych oraz rozbudowa sieci zwiększy możliwości importu/eksportu na połączeniu synchronicznym z Niemcami do 2000 MW.

11 NTC – wyznaczana maksymalna moc czynna, jaka może być przesłana pomiędzy dwoma połączonymi systemami, z uwzględnieniem kryteriów bezpieczeństwa w obu systemach oraz niepewności dotyczących przyszłych warunków operacyjnych.

12 Średni wskaźnik dla bloków w krajowym systemie elektroenergetycznym.

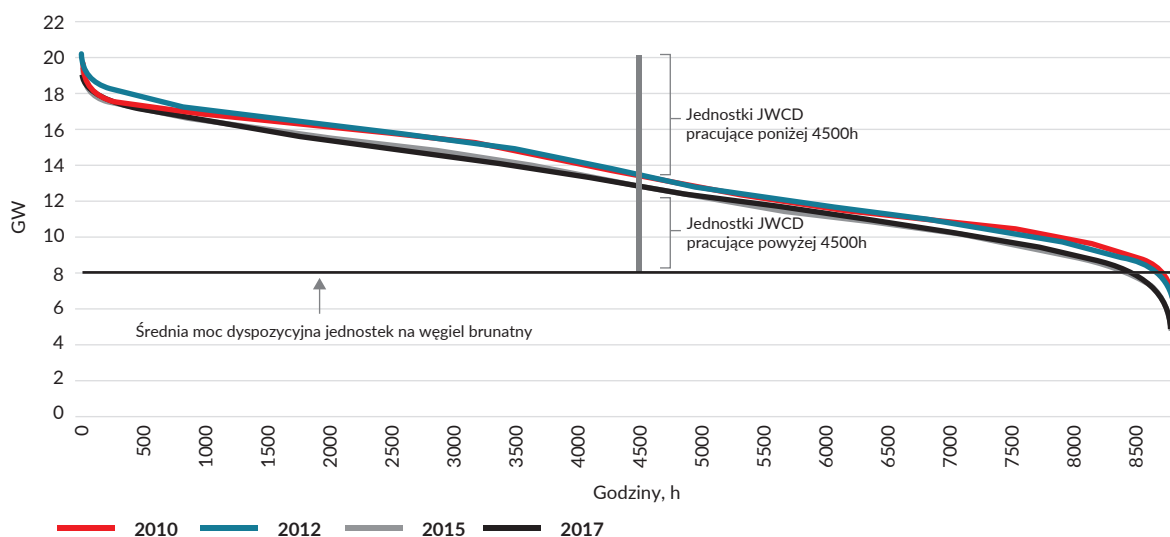
Rysunek 15. Średniomiesięczne ubytki mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Agencji Rynku Energii i Forum Energii 2018.

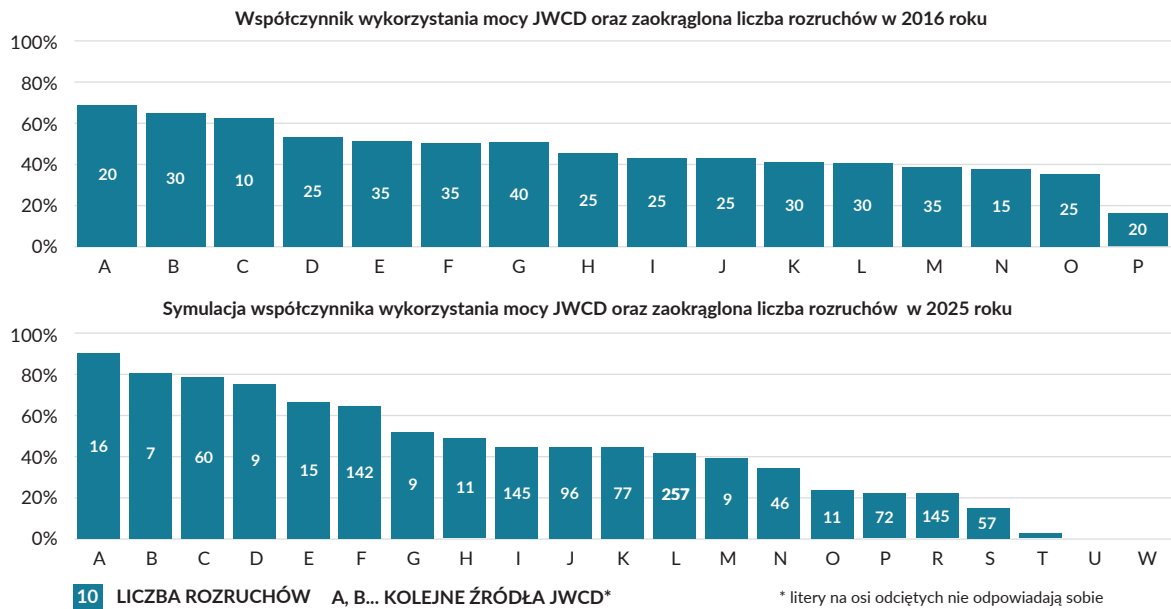
20

Rysunek 16. Zapotrzebowanie na moc z jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych w latach 2010–2017.



Źródło: opracowanie własne na podstawie M. Przybylski, Zapotrzebowanie na moc i potrzeby regulacyjne KSE. Konferencja naukowo-techniczna DUO-BIO Niskoemisyjne innowacyjne technologie rekonstrukcji elektrowni węglowych z blokami o mocy 200 MW, Warszawa, 6 grudnia 2016 r.

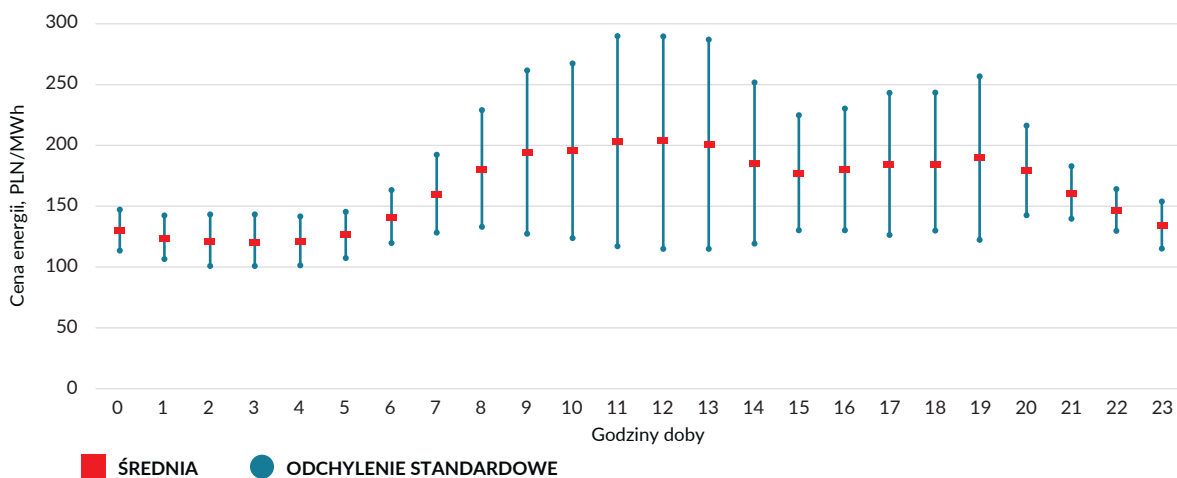
Rysunek 17. Symulacja współczynnika wykorzystania mocy jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oraz obecna i prognozowana liczba rozruchów.



Źródło: M. Przybylski, op. cit.; Flexibility in the Power System...

Praca jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych z małym i zmiennym obciążeniem obniża ich sprawność. Zmiana specyfiki pracy jednostek konwencjonalnych wpłynie więc na koszty wytwarzania i emisję zanieczyszczeń. Obecnie funkcjonujący rynek energii nie daje dostatecznych ekonomicznych bodźców do przystosowania tych jednostek do zmieniających się warunków funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Dane z Towarowej Giełdy Energii (TGE) wskazują na niewielkie zróżnicowanie cen energii w ciągu doby.

Rysunek 18. Analiza zmienności cen energii na TGE od 1 stycznia 2015 r. do 30 czerwca 2018 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Towarowej Giełdy Energii.

## 5.5. Wpływ zmian technologicznych

Rozwój nowych technologii wytwarzania energii (elektrownie wiatrowe czy słoneczne) zwiększył możliwości odbiorców w pozyskiwaniu energii elektrycznej, jak też obniżył krańcowe koszty produkcji energii elektrycznej praktycznie do zera. Prognozowany dalszy spadek kosztów technologii pozwoli odbiorcom indywidualnym na uzyskanie częściowej niezależności energetycznej i przyczyni się do decentralizacji energetyki. Wraz z rosnącym udziałem mikrogeneracji zmieni się specyfika działania systemu elektroenergetycznego.

Rozwijanie koncepcji inteligentnej sieci domowej (Home Area Networks, HAN) przyczynia się do dalszego postępu w sferze zdalnie sterowanych urządzeń. W takiej sieci wszystkie urządzenia domowe są połączone ze zintegrowanym systemem zarządzania. Dzięki temu użytkownik ma możliwość zdalnego nimi sterowania, w tym zarządzania zużyciem energii elektrycznej w zależności od kształtowania się jej hurtowych cen. Istotną cechą inteligentnego budynku jest wykorzystywanie na swoje potrzeby energetyczne mikroźródeł, np. fotowoltaiki, a w przyszłości – układów kogeneracyjnych małej mocy (Combined Heat and Power, CHP)<sup>13</sup> opartych w szczególności na ogniwach paliwowych.

Wykorzystanie instalacji prosumenckich w powiązaniu z magazynami energii – stacjonarnymi i mobilnymi (usługa pojazd–sieć, V2G) – pozwoli na sterowanie profilem zapotrzebowania na moc i zwiększy elastyczność popytu.

W wyniku rozwoju elektromobilności przewiduje się wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej o ok. 2,3÷4,3 TWh rocznie, co stanowi ok. 1,5–3% obecnego zużycia. Taki wzrost nie powinien rodzić problemu z podażą energii w skali roku. Główne wyzwania to:

- nierównomierny przyrost zapotrzebowania na moc na poszczególnych obszarach (zurbanizowanych i wiejskich);
- pojawienie się w systemie dystrybucyjnym średnich i niskich napięć nowych urządzeń odbiorczych o mocy od 50 kW do nawet 400–500 kW oraz związany z tym lokalny wzrost szczytowego zapotrzebowania na moc i przeciążenia elementów sieci.

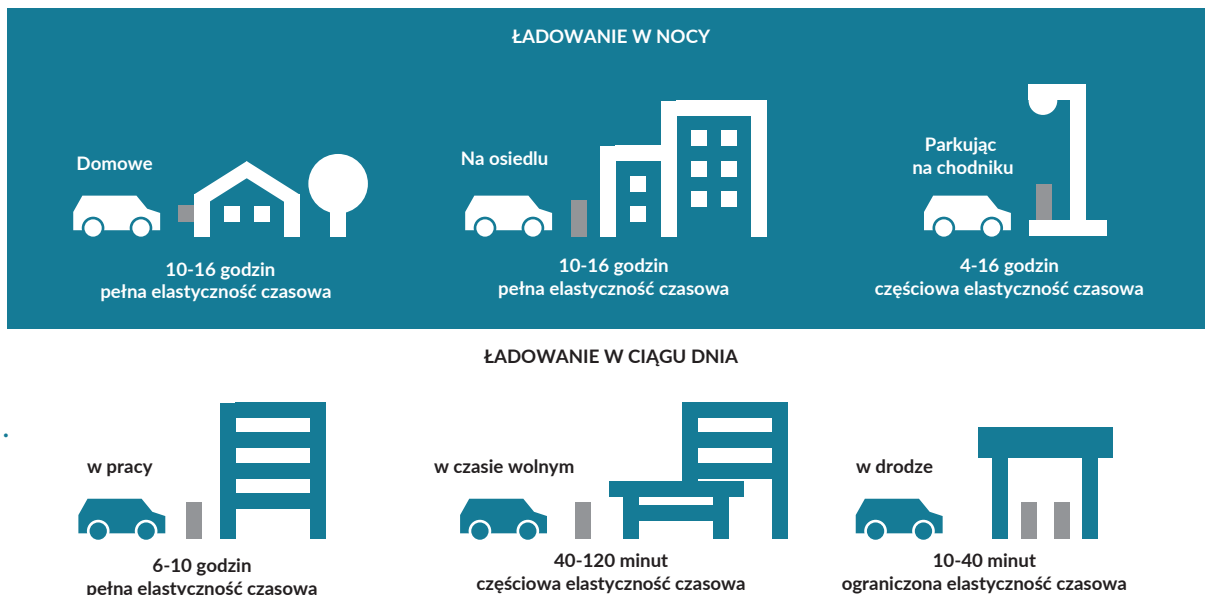
22

W związku z rozwojem elektromobilności już obecnie należy podjąć działania promujące elastyczne zachowania użytkowników pojazdów elektrycznych, wykorzystujące bezpośrednie lub pośrednie metody wpływania na ich profil zapotrzebowania na moc. Działania bezpośrednie to rozwiązania z obszaru usługa pojazd–sieć (V2G), w którym możliwe jest zdalne wptywanie na proces ładowania (preferencja dla doliny obciążenia) lub rozładowania pojazdu (usługa oddawania energii do sieci na żądanie). W takim przypadku należy uwzględnić opcję budowy infrastruktury ładowania/rozładowania pojazdów w miejscach publicznych. Działania pośrednie to system bodźców cenowych zapobiegających masowemu dociążaniu przez pojazdy elektryczne systemu dystrybucyjnego w szczycie obciążenia. Pozwala to na unikanie nadmiernej rozbudowy sieci dystrybucyjnej i niweluje problemy z dobowym bilansowaniem podaży i popytu. Nie będzie również konieczna budowa rozległej infrastruktury ładowania pojazdów w miejscach publicznych ze względu na znacznie mniejszą liczbę użytkowników skłonnych do korzystania z możliwości ładowania pojazdu w szczycie.

<sup>13</sup> Mikroźródła wytwarzające energię elektryczną w skojarzeniu z generacją ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania (c.o.) i przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) oraz chłodu użytkowego z wykorzystaniem agregatów absorpcyjnych (ch.u.).



Rysunek 19. Elastyczność transportu elektrycznego w kontekście aktywnego wykorzystania elastyczności zapotrzebowania na moc i energię.



Źródło: [www.nowa-energia.com.pl](http://www.nowa-energia.com.pl).

W zależności od przyjętych założeń dotyczących liczby pojazdów elektrycznych (od 0,5 do 1,5 miliona), typowej pojemności baterii (od 30 kWh do 60 kWh), w tym przeznaczonej do świadczenia usług regulacyjnych oraz przyjętych strategii jej ładowania i rozładowania, szacuje się, że w obecnych warunkach dobowego bilansowania systemu elektroenergetycznego możliwe byłoby zredukowanie dobowej zmienności obciążenia w granicach od 5 do 25% (0,7–1,8 GW) [Benysek, 2017].

23

## 5.6. Przykłady niewystarczającej elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego

Liczba zdarzeń, w których system energetyczny będzie musiał elastycznie reagować i dostosować się do zmiany podaży i zapotrzebowania, będzie coraz większa.

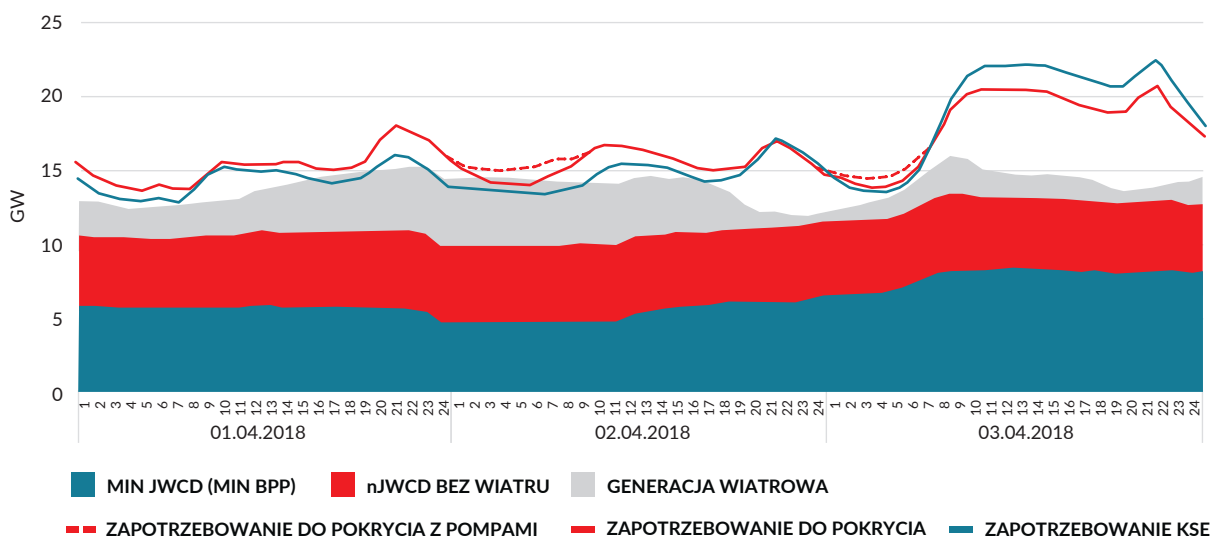
### 5.6.1. Ograniczenia wynikające z dużej generacji wiatrowej przy niskim zapotrzebowaniu w okresie świątecznym

Problem dobowego bilansowania systemu elektroenergetycznego (dolina–szczyt) przy wysokiej generacji wiatrowej i niskim zapotrzebowaniu na moc wystąpił m.in. w okresie świątecznym: w dniach 24–27 grudnia 2017 r. oraz 1-3 kwietnia 2018 r. Okresy świąteczne zazwyczaj są wyzwaniem dla systemu ze względu na niskie zapotrzebowanie na energię ze strony przemysłu. W innych krajach, z dużym udziałem OZE, np. w Niemczech, w tym czasie z reguły ceny energii są ujemne.

Generacja jednostek wytwórczych niecentralnie dysponowanych (konwencjonalnych i OZE) przy małym zapotrzebowaniu odbiorców na moc uniemożliwiła utrzymanie w ruchu wymaganej liczby jednostek centralnie sterowanych. Podjęto działania zaradcze, m.in. ograniczono generację jednostek wytwórczych niecentralnie dysponowanych konwencjonalnych oraz wyprzedzająco, w szczycie zapotrzebowania, wykorzystano wodę z elektrowni szczytowo-pompowych. W efekcie, w dolinie obciążenia elektrownie szczytowo-pompowe mogły zostać uruchomione do pracy pompowej, zwiększając obciążenie w krajowym systemie elektroenergetycznym (ok. 1200 MW przez 6 godzin). W przeciwnym wypadku zapotrzebowanie na moc pokrywane przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane byłoby mniejsze

od sumy minimów technicznych jednostek o statusie must run, co jest nie do przyjęcia ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i wymagałoby ograniczenia generacji OZE.

Rysunek 20. Bilans mocy krajowego systemu elektroenergetycznego w okresie Świąt Wielkanocnych 1–3 kwietnia 2018 r.



Źródło: M. Kornicki, op. cit.

## REKOMENDACJE

Dla zapobieżenia w przyszłości podobnym sytuacjom należy wprowadzić w formie usług regulacyjnych następujące działania:

- Integrację sektorów ciepłowniczego i elektroenergetycznego poprzez wykorzystanie potencjału systemów ciepłowniczych umożliwiających akumulację ciepła (magazynowanie nadwyżek energii w postaci ciepła) i przesuwanie w czasie produkcji energii elektrycznej. Systemy ciepłownicze z zasobnikami ciepła są powszechnie stosowane w Danii, gdzie wykorzystywane są m.in. w celu bilansowania dużej zmienności mocy w systemie elektroenergetycznym wynikającej z pracy źródeł wiatrowych i fotowoltaiki.
- Zwiększanie wolumenu dostępnej mocy w ramach mechanizmu redukcji popytu (DSR).
- Wykorzystanie możliwości regulacyjnej generacji wiatrowej w celu świadczenia usług systemowych i bilansowania mocy w krajowym systemie elektroenergetycznym.

### 5.6.2. Ograniczenia mocy wynikające z czynników klimatycznych w okresach letnich

W sierpniu 2015 r. długo utrzymujące się wysokie temperatury powietrza przyczyniły się do dużego zapotrzebowania na moc w krajowym systemie elektroenergetycznym, osiągającego poziom ok. 22 GW. Był to efekt przede wszystkim zwiększonego wykorzystania urządzeń klimatyzacyjnych, których liczba, według GUS, w ostatnich pięciu latach wzrosła dwukrotnie. Wysokie temperatury doprowadziły również do pogorszenia warunków hydrologicznych. Niski poziom wód w rzekach i zbiornikach wodnych wywołał problemy z chłodzeniem ciepłych bloków konwencjonalnych. Część jednostek wytwórczych (w tym blok o mocy 858 MW w elektrowni Bełchatów) pracowała ze zmniejszoną mocą bądź została całkowicie wyłączona. Operator systemu przesyłowego w celu pokrycia zapotrzebowania krajowego systemu

elektroenergetycznego podjął działania polegające na interwencyjnej pracy elektrowni (redispatching), m.in. przy współpracy z operatorami z Czech i ze Słowacji. Mimo nadwyżki mocy w systemie niemieckim i czeskim (które dysponują znaczącymi mocami z systemu fotowoltaicznego) import był utrudniony ze względu na ograniczenia przesyłu. W kluczowym momencie doszło do awarii bloku w Bełchatowie. Skutkiem serii tych zdarzeń był deficyt mocy w systemie elektroenergetycznym. Wprowadzono zatem administracyjne ograniczenia zużycia energii elektrycznej, które objęły przede wszystkim dużych odbiorców pobierających moc powyżej 300 kW. Wydarzenia te uwypukliły kwestie niewystarczającej elastyczności funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, m.in.:

- ocieplenie klimatu w przyszłości może się przyczynić do coraz częstszego występowania wysokich temperatur i zwiększenia wykorzystania urządzeń klimatyzacyjnych;
- wyższe temperatury wpłyną także na ograniczenia pracy bloków cieplnych z otwartymi obiegami chłodzenia oraz trudności w przesyśle energii.

#### REKOMENDACJE

Należy dążyć do:

- dywersyfikacji sektora wytwarzania, zmniejszając udział źródeł cieplnych<sup>14</sup>,
- rozwoju fotowoltaiki do poziomu ok. 3–4 GW w okresie kolejnych kilku lat;
- zwiększenia wolumenu dostępnej mocy w ramach mechanizmu redukcji popytu (DSR) oraz podniesienia jakości wymiany transgranicznej.

25

## 6. Charakterystyka zasobów elastyczności oraz kierunki zwiększenia elastyczności w krajowym systemie elektroenergetycznym

### 6.1. Wytwarzanie

Dotychczas bezpieczeństwo systemu zapewniały niemal wyłącznie systemowe jednostki wytwórcze. Oddawane obecnie do użytku nowe bloki węglowe to duże jednostki o mocy od 500 MW do 1000 MW. Mimo lepszych parametrów technicznych ich wpływ – ze względu na moc pojedynczych jednostek – na zwiększenie elastyczności sektora wytwórczego będzie ograniczony.

W ciągu trzech lat planowane jest oddanie do eksploatacji bloków parowo-gazowych o łącznej mocy ok. 900 MW. Będą to jednak elektrociepłownie, w których moc oddawana do sieci w bardzo dużym stopniu będzie zależeć od zmienności zapotrzebowania na ciepło.

**Lokalne bilansowanie obszarów sieci dystrybucyjnej z wykorzystaniem OZE.** Możliwości regulacyjne generacji rozproszonej nie są obecnie wykorzystywane w krajowym systemie elektroenergetycznym. Postęp technologiczny oraz wymagania związane z wdrażaniem kodeksów sieciowych mogą wpłynąć na wykorzystanie potencjału regulacyjnego generacji rozproszonej. Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, przyjęta w 2016 r., wniosła wiele zmian istotnych dla świadczenia przez generację rozproszoną usług regulacyjnych. Wprowadza ona dwie nowe formy przedsiębiorczości:

- klastry,
- spółdzielnie energetyczne.

<sup>14</sup> W Polsce największy udział w generacji rozproszonej ma generacja wiatrowa. Podczas deficytu mocy w sierpniu 2015 r. warunki wietrzności były słabe, przez co generowana moc z farm wiatrowych wynosiła poniżej 100 MW.

Rozwiązania te, koncentrujące się na kwestiach maksymalizacji zużycia energii w pobliżu miejsca jej wytworzenia, są korzystne z perspektywy elastyczności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Mogą się stać w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania współdziałających z operatorami sieci dystrybucyjnych. Dynamiczny rozwój technologii informatycznych i komunikacyjnych stwarza możliwości agregacji klastrów w celu oferowania wolumenu usług regulacyjnych użytecznego z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego/operatora systemu dystrybucyjnego.

Udział energetyki wiatrowej będzie się zwiększał ze względu na malejące koszty instalacji. Konieczne jest opracowanie modelu wykorzystania potencjału świadczenia usług systemowych przez generację wiatrową. Tym bardziej że nowoczesne turbiny wiatrowe w połączeniu z nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru mają odpowiednie techniczne możliwości.

2,5–2,8 GW to dostępna moc generacji wiatrowej, która może być wykorzystana w ramach świadczenia usług (np. jako rezerwa mocy) w kierunku zmniejszania generacji.

Źródło: *Możliwości świadczenia, 2016.*

#### 6.1.1. Zwiększenie elastyczności jednostek węglowych

26 W krajowym systemie elektroenergetycznym jest przyłączonych ok. 70 bloków węglowych o mocy powyżej 200 MW (ich łączna moc to ok. 21 GW)<sup>15</sup>, wybudowanych w większości w latach 70. Ostatnio zostały one zmodernizowane i dostosowane do wymagań Dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych (Industrial Emission Directive, IED) obowiązującej od 2016 r. albo uzyskały w tym zakresie derogacje. Najpóźniej od 2021 r. będą musiały spełnić jeszcze bardziej restrykcyjne normy, tzw. konkluzje najlepszych dostępnych technik dotyczące emisji zanieczyszczeń, co wymusza dodatkowe nakłady inwestycyjne.

Ze względu na brak miejsca w podstawie obciążenia coraz częściej jednostki te będą wykorzystywane nieregularnie – jako źródła podszczytowe. W celu sprostania nowym wymaganiom na poziomie krajowym rozpoczęto prace nad rewitalizacją bloków o mocy 200 MW [Program rewitalizacji, 2017].

#### NAJWAŻNIEJSZE CELE

- zwiększenie elastyczności pracy bloków węglowych;
- skrócenie czasu rozruchu, w tym ze stanu zimnego (z obecnych 8 godz. do 4–5);
- obniżenie minimów technicznych do poziomu 25%;
- zwiększenie zdolności zmian obciążenia do 4% mocy nominalnej na minutę oraz do ok. 200 uruchomień w ciągu roku.

Zmodernizowane bloki powinny być przystosowane do pracy przez ok. 1500–4500 godzin rocznie.

Doświadczenia niemieckie pokazują, że zwiększenie elastyczności bloków węglowych jest technicznie osiągalne. Koszty ich modernizacji i zwiększenia ich elastyczności były zróżnicowane w zależności od jednostki i wynosiły od 100 do 500 euro/kW [Furbo, 2017].

Tabela 2. Porównanie parametrów technicznych ciepłych jednostek wytwórczych w systemie niemieckim.

Parametr	Turbiny gazowe (OCGT)	Bloki parowo-gazowe (CCGT)	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
<b>PRZED MODERNIZACJĄ</b>				
Minimum techniczne	40-50%	40-50%	25-40%	50-60%
Dynamika zmian mocy, w %P <sub>N</sub> /min.	8-12%	2-4%	1,5-4%	1-2%
Uruchomienie ze stanu gorącego	5-11 min	60-90 min	2,5-3 h	4-6 h
Uruchomienie ze stanu zimnego	5-11 min	3-4 h	5-10 h	8-10 h
<b>PO MODERNIZACJI</b>				
Minimum techniczne	20-50%	30-40%	25-40%	35-50%
Dynamika zmian mocy, w %P <sub>N</sub> /min.	10-15%	4-8%	3-6%	2-6%
Uruchomienie ze stanu gorącego	5-10 min	30-40 min	80 min-2.5 h	1,25-4 h
Uruchomienie ze stanu zimnego	5-10 min	2-3 min	3-6 h	5-8 h

Źródło: opracowanie własne na podstawie S. Furbo, *Centralized and decentralized solar heating systems suitable for the future energy system*; DTU of Denmark *Flexibility in thermal power plants. With a focus on existing coal-fired power plants*; Agora Energiewende, 2017.

27

Interesująca jest również koncepcja duo-bloków, w której dwa kotły są przyłączone do kolektora pary zasilającego jedną turbinę. Zaletą tego rozwiązania jest możliwość zaprojektowania każdego z kotłów na inny rodzaj paliwa oraz znacznego obniżenia minimum technicznego duo-bloku w stosunku do bloków konwencjonalnych (praca tylko jednego z kotłów). Dotychczas w Polsce żaden z inwestorów na etapie planowania nowych mocy wytwórczych nie zdecydował się na wybór tego rozwiązania.

#### 6.1.2. Elastyczność jednostek gazowych

W Polsce wśród źródeł opalanych gazem ziemnym wykorzystywane są głównie bloki gazowo-parowe będące częścią elektrociepłowni (komunalnych lub przemysłowych). Moc zainstalowanych źródeł wynosi ok. 2 GW. W normalnym trybie pracują one w układzie ciepłowniczo-kondensacyjnym, a wielkość generacji energii elektrycznej jest zmienna i zależy od zapotrzebowania na ciepło. Źródła te charakteryzują się:

- pokazną sprawnością (w pracy kogeneracyjnej przy pełnym obciążeniu ok. 80%),
- dużą elastycznością pracy,
- wysokim udziałem w strukturze kosztowej wydatków paliwowych (ok. 80%).

W przypadku pracy interwencyjnej na polecenie operatora systemu przesyłowego wymagana jest zmiana trybu pracy. W razie konieczności zwiększenia zdolności produkcyjnych energii elektrycznej elektrownia może pracować w trybie kondensacyjno-ciepłowniczym lub kondensacyjnym.

Bloki gazowo-parowe cechują się relatywnie wysoką dynamiką zmian obciążenia oraz dyspozycyjnością. Walory te są istotne przy wykorzystaniu źródeł w celach świadczenia usług regulacyjnych. Należy jednak pamiętać, że w Polsce bloki gazowo-parowe to przede wszystkim elektrociepłownie, w których produkcja energii elektrycznej jest uzależniona od zmienności zapotrzebowania na ciepło.

Do 2020 r. planuje się uruchomienie bloków parowo-gazowych (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) o łącznej mocy ok. 900 MW – EC Stalowa Wola, EC Żerań [Informacja o zasobach, 2017]. Będą to jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, a więc będą podlegały operatorowi systemu przesyłowego. Wiodącym produktem w tych jednostkach będzie ciepło, w związku z tym mogą one mieć ograniczoną dyspozycyjność pracy. Ponadto w ramach certyfikacji ogólnej do rynku mocy zgłoszono, jako jednostki planowane, gazowe źródła o mocy zainstalowanej 4,37 GW [Rynek mocy, 2018]. Część z nich to proste turbiny gazowe o otwartym cyklu (Open Cycle Gas Turbine, OCGT) produkujące wyłącznie energię elektryczną. Elektrownie z turbinami gazowymi charakteryzują się dużą elastycznością ruchową i krótkim czasem osiągnięcia pełnej mocy znamionowej (ok. 10–20 min.).

Przyłączenie nowych bloków parowo-gazowych, a w szczególności źródeł gazowych w technologii turbiny gazowej o otwartym cyklu, poprawi elastyczność systemu elektroenergetycznego.

Tabela 3. Podstawowe parametry jednostek węglowych oraz gazowych wpływające na elastyczność pracy.

Parametr	Jedn.	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Turbiny gazowe	Bloki parowo-gazowe	Silniki spalinowe
Sprawność	%	33,5–46%	33,5–44%	33–41,5%	46–60,5%	38,3–44,5%
Gradient zmiany mocy, jednostki:						
– istniejące	w % Pn/min	2–3%	1%	8%	2%	100%
– nowe		3–6%	4%	20%	4–9%	100%
Uruchomienie ze stanu zimnego:						
– istniejące	w godz.	10	10	0,1	4	
– nowe i zmodernizowane		4	6	0,1	2	
Nakłady inwestycyjne	w mln zł/MW	4,7–5,5	6,9–7,2	1,5–3,7	2,6–4,5	0,6–1,3
Koszty zmienne wytwarzania*	w zł/MWh	130–200	90–120	260–330	170–260	300–400
Koszty uruchomienia ze stanu zimnego	w zł/kW	350–450		100	250	
Okres eksploatacji	lata	35–45	45	25–50	30–40	
Minimum techniczne	w % Pn	40–50%	40–60%	20–50%	15–50%	

\* silnie uzależnione od bieżących kosztów paliwa – nie uwzględniono kosztów CO<sub>2</sub>.

Źródło: opracowanie własne na podstawie m.in.: Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+, Warszawa 2017; Program rewitalizacji „Bloki 200+”, zakres techniczny, Warszawa, 26 października 2017 r.; dane Termika.

### 6.1.3. Elastyczność w obszarze ciepłownictwa

Integracja obszarów rynków ciepłowniczego z elektroenergetycznym pozwala zwiększyć elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego. Istotą jest wykorzystanie możliwości kogeneracji poprzez:

- zwiększenie generacji w okresie letnim wynikające m.in. z efektu generacji energii elektrycznej w pseudokondensacji i wykorzystania ciepłej wody użytkowej,
- użycie ciepła sieciowego do produkcji chłodu,
- magazynowanie nadwyżek energii w postaci ciepła.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze mają zróżnicowany i rozdrobiony potencjał techniczny. Całkowita moc cieplna zainstalowana wynosiła w roku 2017 ok. 54 GW, a długość sieci ciepłowniczej ok. 21 tys. km<sup>16</sup>. Ciepło jest wytwarzane w źródłach o różnych wielkościach, z przewagą do 50 MW (58 %). Całkowita produkcja ciepła wynosi ok. 430 TJ, z tego ok. 60 % w kogeneracji. Tylko 30% wytwórców wytwarzało jednak ciepło w kogeneracji. Udział ciepła wytwarzanego z produkcją energii elektrycznej od kilku lat jest na zbliżonym poziomie [Energetyka ciepła, 2018]. Elektrociepłownie zaopatrują głównie odbiorców komunalnych za pośrednictwem miejskich sieci ciepłowniczych (sieć wodna) lub przemysłowych (sieć parowa). W Polsce najczęściej są zlokalizowane w dużych i średnich aglomeracjach, a w zależności od mocy generatora przyłączane do sieci wysokiego lub średniego napięcia.

Praca elektrociepłowni komunalnych jest zmienna w ciągu roku. Wynika to z jej charakteru polegającego przede wszystkim na zaspokajaniu potrzeb odbiorców, a energia elektryczna jest produktem ubocznym. Moc dyspozycyjna źródeł wynosi:

- zimą: 4,3–4,7 GW,
- latem: 2,5–2,7 GW.

W okresie letnim możliwości techniczne elektrociepłowni są wykorzystywane w ok. 40%.

Dodatkowy potencjał jednostek kogeneracyjnych do wykorzystania w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie letnim szacuje się na ok. 1,7 GW.

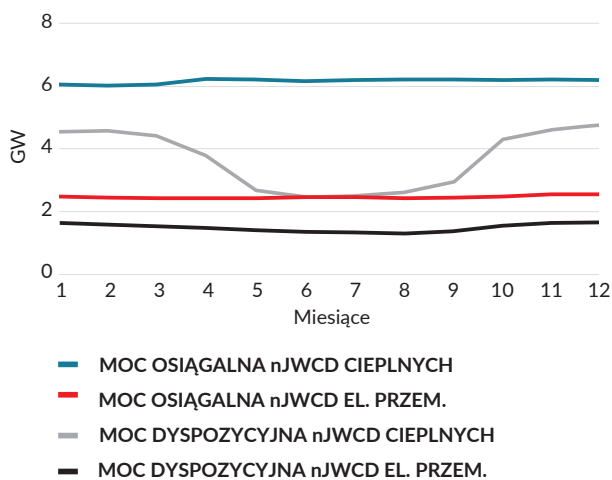
Źródło: Klepacki, b.d.<sup>17</sup>.

Jeśli elektrociepłownia z turbinami przeciwprężnymi zostanie zmodernizowana do układów z członem kondensacyjnym, dodatkowy potencjał generacyjny w okresie letnim wyniesie, według szacunków, ok. 3,3 GW. Wykorzystanie tego potencjału wymaga zmian m.in. w mechanizmach wsparcia produkcji energii elektrycznej z wysoko sprawnej generacji.

Dodatkowe możliwości zwiększenia wykorzystania osiągalnej mocy systemów ciepłowniczych są związane z użyciem ciepła sieciowego do produkcji chłodu na potrzeby klimatyzacji budynków. W przyszłości odbiorcami chłodu mogą być np. duże centrale chłodnicze w biurach, miejsca przechowywania danych (serwerownie), centra handlowe oraz budynki użyteczności publicznej (szpitale, muzea itp.). Produkowany chłód może być wykorzystywany przez cały rok, choć oczywiście zapotrzebowanie latem jest większe niż zimą.

Zastosowanie zasobników ciepła w połączeniu z siecią ciepłowniczą pozwoli na ich wykorzystanie jako magazynów energii. Elektrociepłownie są w stanie przesunąć produkcję ciepła (a co za tym idzie energii elektrycznej) z uwagi na możliwości magazynowania energii cieplnej w zasobniku ciepła lub w zładzie ciepłowniczym.

Rysunek 21. Moc osiągalna i dyspozycyjna elektrociepłowni jednostek wytwórczych niecentralnie dysponowanych i elektrowni przemysłowych w roku 2017.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE oraz A. Klepacki, Potencjał kogeneracji we wspieraniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego; Energoprojekt Katowice SA [b.d.]

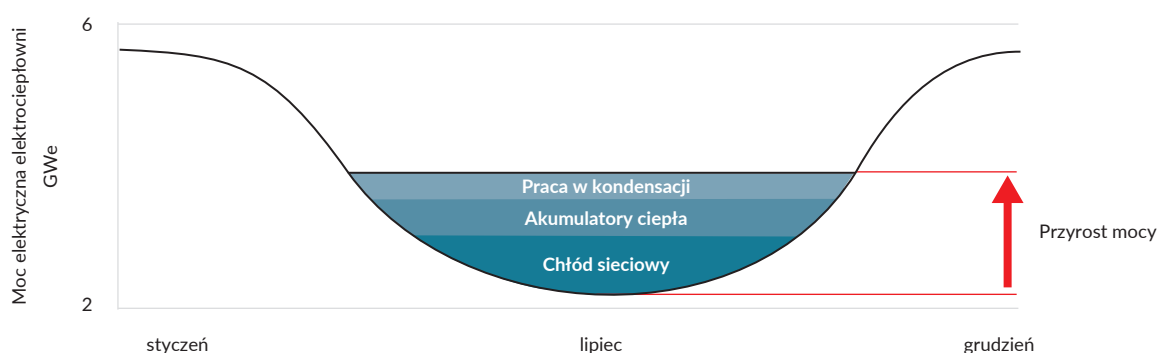
16 Za: Energetyka ciepła w liczbach – 2017, www.ure.gov.pl.

17 Aktualnie możliwości uzyskania dodatkowego potencjału wytwórczego z wykorzystaniem m.in. efektu generacji energii elektrycznej w pseudokondensacji są analizowane przez PSE przy współudziale Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych.



Współpraca źródła skojarzonego z zasobnikiem umożliwia zwiększenie produkcji energii elektrycznej w okresie, gdy jest to ekonomicznie opłacalne (np. przy sprzedaży energii elektrycznej w czasie szczytu). W Polsce stosuje się zasobniki ciepła w większych elektrociepłowniach, największe z nich – w EC Siekierki (30 tys. m<sup>3</sup>), EC Kraków (20 tys. m<sup>3</sup>), EC Białystok (13 tys. m<sup>3</sup>) oraz EC Bielsko-Biała (12 tys. m<sup>3</sup>). Szacunkowy potencjał sektora ciepłowniczego wynikający z możliwości akumulowania ciepła wynosi kilkadziesiąt GWh energii elektrycznej w ciągu kilku-kilkunastu godzin [Wojtarkowski, 2017]. W celu oszacowania rzeczywistych możliwości należałoby wykonać dodatkowe analizy.

Rysunek 22. Potencjał wzrostu mocy osiągalnej jednostek wytwórczych niecentralnie dysponowanych (elektrociepłowni zawodowych).



30

Źródło: opracowanie własne

Zastąpienie wycofywanych jednostek węglowych blokami parowo-gazowymi pozwoli na zwiększenie mocy zainstalowanej o ok. 1,7 GW<sub>e</sub> netto, do ok 3,5 GW<sub>e</sub>. Modernizacja przeprowadzona w małych systemach ciepłowniczych zasilanych obecnie przez kotły węglowe zwiększyłaby moc zainstalowaną w elastycznych, z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego, blokach parowo-gazowych o kolejne ok. 4 GW<sub>e</sub>.

Tabela 4. Potencjał systemu obszaru ciepłowniczego zwiększający elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego.

Wyszczególnienie		Potencjał
Jednostki kogeneracyjne, praca w pseudokondensacji	Wyposażone w człon kondensacyjny	1,7 GW <sub>e</sub> latem
	Modernizacja EC z turbinami przeciwpięznymi do układów z członem kondensacyjnym	3,3 GW <sub>e</sub> latem
Wykorzystanie akumulacji ciepła		5–100 GWh*
Zwiększenie mocy jednostek kogeneracyjnych poprzez wykorzystanie chłodu		3–4 GW**

\* W zależności od sposobu integracji krajowego systemu elektroenergetycznego z czasem magazynowania przez kilka/kilkadziesiąt godzin.

\*\* Potencjał uwzględniający tylko duże miasta.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie P. Wojtarkowski, Nowoczesne rozwiązania technologiczne wspierające modernizację elektroenergetyki; Ramboll Polska, Polska Energetyka 2050, konferencja wrzesień 2017 r.; A. Klepacki, op. cit.

Reasumując, sektor ciepłownictwa może w istotny sposób wpłynąć na elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego.

#### 6.1.4. Wykorzystanie możliwości regulacyjnych odnawialnych źródeł energii

Z doświadczeń innych krajów oraz rezultatów projektów badawczych [Możliwości świadczenia, 2016] wynika, że farmy wiatrowe mogą dostarczać usługi regulacyjne dla operatora systemu przesyłowego, a w przyszłości również dla operatora systemu dystrybucyjnego. Nowoczesne turbiny wiatrowe oferują standard świadczonych usług zgodny z wymaganiami operatora systemu przesyłowego zdefiniowanymi w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. Turbiny wiatrowe mogą być wyposażone w dodatkowe urządzenia, a więc oferować funkcjonalności, które nie są skatalogowane jako usługi regulacyjne, ale mogą być wykorzystywane do poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego. Są to:

- szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości,
- szybka generacja prądu biernego,
- regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Wdrożenie systemu świadczenia przez elektrownie wiatrowe usług regulacyjnych i rozliczania ich kosztów wymaga szeregu zmian organizacyjnych po stronie operatora systemu dystrybucyjnego i operatorów farm wiatrowych. Istotne są również zmiany legislacyjne. Turbiny wiatrowe mają techniczną zdolność do szybkiego reagowania na sygnały regulacyjne<sup>18</sup>. Z kolei farmy systemu fotowoltaicznego, ze względu na korelację ich produkcji ze szczytem zapotrzebowania na moc, nie będą uczestniczyły w regulacji mocy czynnej.

Przystosowanie OZE, w szczególności farm wiatrowych, do świadczenia usług regulacji mocy czynnej jest niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego.

31

Źródło: Analiza ekonomiczna, 2017.

#### 6.1.5. Lokalne obszary bilansowania

Nowelizacja ustawy OZE wprowadziła nowe rozwiązania, tzw. klastry oraz spółdzielnie energetyczne składające się z grup lokalnych wytwórców i odbiorców energii bilansujących się w obrębie grupy. Są one korzystne z perspektywy elastyczności funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego i mogą stać się w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania, współdziałających z operatorami sieci [Energetyka 2017; Pakulski, Klucznik, 2015; Popczyk, 2017].

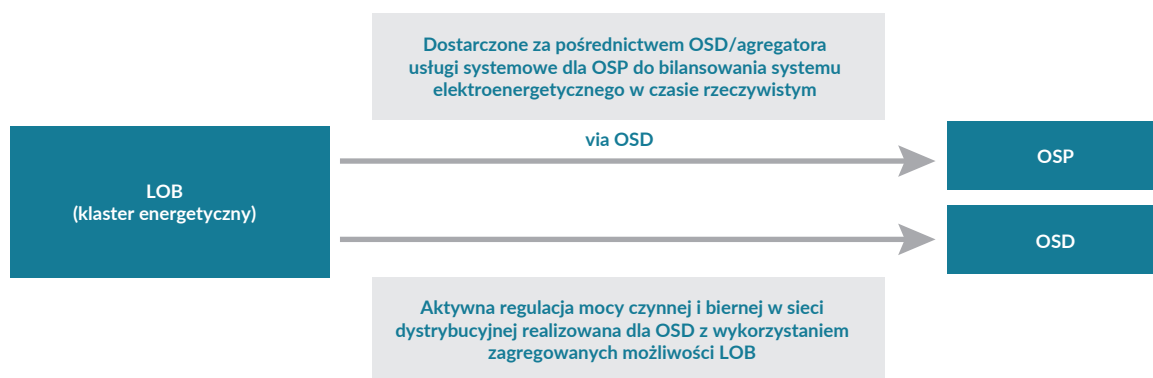
Koncepcja lokalnych obszarów bilansowania stwarza, obecnie nieosiągalne, możliwości komercyjnego oferowania zdolności regulacyjnych przez generację rozproszoną na rynkach usług regulacyjnych i/lub energii. Możliwości techniczne oferowania usług przez generację rozproszoną i aktywnych odbiorców energii oraz korzyści finansowe ze świadczenia usług regulacyjnych przyczynią się niewątpliwie do zwiększenia elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego. Lokalne obszary bilansowania można wykorzystać do:

- Regulacji krajowego systemu elektroenergetycznego. Potencjał usług regulacyjnych lokalnych obszarów bilansowania byłby wykorzystywany w sposób zagregowany. Dostarczanie oraz udostępnianie zasobów regulacyjnych dla operatora systemu przesyłowego odbywałyby się za pośrednictwem operatora systemu dystrybucyjnego/agregatora. Możliwości lokalnych obszarów bilansowania byłyby wykorzystywane przez operatora systemu przesyłowego do bilansowania systemu elektroenergetycznego w czasie rzeczywistym: regulacja częstotliwości i mocy.

<sup>18</sup> Na podstawie Rozporządzenia KE 2016/631 z 14.04.2016 r. ustanawiającego Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG, Network Code Requirements for Generators) już jednostki od 200 kW mocy zainstalowanej będą wyposażone w układy umożliwiające regulację mocy czynnej i biernej. Obecnie generacja w sieciach średnich i niskich napięć (głównie źródła wiatrowe oraz fotowoltaika) przy zakłóceniach i warunkach pracy innych od znamionowych najczęściej jest wyłączana.

- Regulacji mocy czynnej i biernej w sieci dystrybucyjnej. Potencjał regulacyjny lokalnych obszarów bilansowania byłby wykorzystany w sposób zagregowany przez operatora systemu dystrybucyjnego w zależności od potrzeb, np. do poprawy wskaźników niezawodności dostaw energii (SAIDI, SAIFI), kompensacji wahań poziomów napięć w sieci spowodowanej występującą zmiennością obciążenia lub generacji w sieci średniego napięcia oraz ograniczenia strat w tej sieci itp.

Rysunek 23. Wykorzystanie zasobów regulacyjnych lokalnych obszarów bilansowania w postaci zagregowanych usług przez operatora systemu dystrybucyjnego.



32

Źródło: opracowanie własne na podstawie projektu badawczego realizowanego przez ENERGA-Operator SA, Instytut Energetyki O/Gdańsk i Uniwersytet Zielonogórski (nr projektu GEKON1/02/213880/30/2015).

## 6.2. Zarządzanie popytem

Popyt na energię elektryczną charakteryzuje się stosunkowo dużą nieelastycznością cenową. Odbiorcom trudno bowiem w krótkim czasie zmienić sposób poboru czy ilość zużywanej energii elektrycznej ze względu na konieczność zmiany technologii. Cena energii będzie miała wpływ na zachowanie odbiorców tylko w zakresie, w jakim są oni w stanie zoptymalizować (np. przesunąć w czasie) pracę urządzeń.

Programy zarządzania popytem wykorzystują nowe możliwości w sterowaniu umożliwiające dwukierunkową komunikację nawet ze stosunkowo niewielkimi odbiorcami (obciążeniami). Zarządzanie obciążeniem może dotyczyć:

- dużych odbiorców indywidualnych (energochłonne gałęzie przemysłu),
- odbiorców średniej wielkości, np. sektora usług,
- małych odbiorców indywidualnych wykorzystujących urządzenia stosowane w gospodarstwach domowych oraz telekomunikacyjną zaawansowaną infrastrukturę pomiarową,
- pojazdów elektrycznych – w przyszłości.

W ostatnich latach poprawa efektywności energetycznej nastąpiła w budownictwie, oświetleniu oraz przemyśle. Według Krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej dla Polski z 2017 roku dystans Polski do średniej europejskiej w efektywności energetycznej zmniejszył się, choć w stosunku do najefektywniejszych gospodarek pozostaje znaczący. Możliwości poprawy występują zarówno w przedsiębiorstwach, jak i w ciepłownictwie.

Zapotrzebowanie odbiorcy przemysłowego wynika z charakterystyk realizowanych przez niego procesów. Niektóre instalacje przemysłowe obejmują procesy zapewniające pewien poziom elastyczności – potencjał do przesunięcia w czasie zapotrzebowania energetycznego danego procesu. Koszty gotowości do zredukowania zużycia energii są na ogół niewielkie, jeżeli podstawowy proces pozostaje niezakłócony. Jeżeli redukcji zapotrzebowania odbiorcy prze-

mysłowego ma towarzyszyć zmniejszenie produkcji lub zakłócenie głównego procesu przemysłowego, to koszty jej zastosowania mogą być bardzo wysokie i zazwyczaj unika się takiego wariantu. Redukcja zapotrzebowania jest jedynie działalnością poboczną biznesu, a jej potencjał zależy od zastosowanych zachęt. Optymalnym systemem zbierania ofert redukcji popytu jest system aukcyjny, który pozwala zebrać najtańsze oferty z rynku.

Szczególnym przykładem mechanizmu redukcji popytu (DSR) jest wykorzystanie agregatów prądotwórczych, które są instalowane m.in. w szpitalach, na komisariatach policji, w jednostkach straży pożarnej jako rezerwowe źródła zasilania. Wymagałoby to jednak przystosowania do pracy synchronicznej z siecią elektroenergetyczną, ponieważ ich moc zainstalowana zazwyczaj pozwala na pokrycie jedynie części zapotrzebowania na moc odbiorcy.

W gospodarstwach domowych oraz usługowych popytem można zarządzać w szczególności przy ogrzewaniu i chłodzeniu poprzez np.:

- selektywne dobieranie czasu chłodzenia w magazynach chłodniczych,
- automatyczną korektę pracy urządzeń chłodniczych,
- klimatyzację,
- sprężanie powietrza do zastosowań mechanicznych,
- ustalanie grafików pracy sprzętu AGD (zmywarki, pralki, kuchenki elektryczne).

Rozwój technologii informacyjnych i komunikacyjnych, a także zwiększająca się liczba urządzeń dostosowanych do zdalnego sterowania zwiększą potencjał w zakresie elastyczności popytu w gospodarstwach domowych oraz w usługach.

Wprowadzenie wielostrefowych taryf za energię elektryczną, a docelowo przekazywanie odbiorcom cen energii w czasie rzeczywistym (real time pricing) dla gospodarstw domowych oraz dla sektora usług będą kluczowym elementem reagowania na sygnały cenowe i przesuwania w czasie zapotrzebowania na moc. Poprzez kształtowanie w odpowiedni sposób taryfy na energię będzie można w pewnym zakresie wpływać na krzywą obciążenia i niwelować szczyty poboru energii.

33

Mechanizm redukcji popytu. Jest to jedna z opcji zwiększenia elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego. Jej zaletą jest czas wdrożenia oraz uruchomienia rezerw w porównaniu do czasu budowy nowych bloków energetycznych. W wielu krajach mechanizm ten jest systematycznie rozwijany i stanowi ważny czynnik uelastycznienia pracy systemu elektroenergetycznego. Na przykład we Włoszech w 2015 r. zakontraktowano redukcję popytu na poziomie ok. 4,06 GW, a w 2016 r. 4,16 GW (co stanowi ok. 7% zapotrzebowania na moc w okresie szczytowym), a we Francji – ok. 2 GW, tj. ok. 2% zapotrzebowania w okresie szczytowym. W styczniu 2017 r. mechanizm redukcji popytu przyczynił się do ograniczenia zużycia energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania podczas silnych mrozów. W 2030 r. wielkość ograniczonego popytu we Francji ma, według założeń, wzrosnąć do 11 GW<sup>19</sup>, tj. ok. 10% zapotrzebowania szczytowego [France–Germany, 2015].

W Polsce mechanizm redukcji popytu jest szacowany na poziomie ok. 2,5 GW. Dla pojedynczego zdarzenia wynosi on ok. 1,2 GW (5% zapotrzebowania szczytowego). Osiągnięcie takich wartości zależy od atrakcyjności finansowej programu.

Źródło: FLEX-E. Jak rozwiązać, 2017.

W Polsce z sukcesem wdrożono mechanizm redukcji popytu. Początkowo wolumen redukcji kształtował się na poziomie 200 MW. Nową propozycją PSE są Interwencyjne programy redukcji:

- bieżący (płatność za rzeczywistą redukcję mocy),
- gwarantowany (płatność za gotowość do redukcji mocy i za redukcję).

W 2018 r. suma pozyskanej mocy dyspozycyjnej, która będzie mogła być zredukowana na zlecenie operatora systemu przesyłowego w Programie gwarantowanym, wyniosła w poszczególnych godzinach przedziału gwarancji:

<sup>19</sup> 7 GW jako swobodna redukcja obciążenia aktywowana podczas szczytowego zapotrzebowania, 4 GW jako awaryjna redukcja obciążenia wykorzystywana w skrajnych przypadkach, w celu uniknięcia blackoutu.

- latem od 345 do 521 MW (2,2% szczytowego zapotrzebowania),
- zimą od 500 do 524 MW (2% szczytowego zapotrzebowania).

Ważnym elementem programu wdrażanego przez PSE jest dopuszczenie agregacji wielu mniejszych podmiotów oferujących redukcję zużycia na żądanie, co poszerza zasięg programu.

Kolejnym pozytywnym sygnałem zwiększającym możliwości wykorzystania mechanizmu redukcji popytu w systemie elektroenergetycznym jest jego ujęcie w rynku mocy<sup>20</sup> oraz planowane przez PSE uruchomienie nowego Programu bieżącego uproszczonego (DSR PBU)<sup>21</sup>. Dalszy rozwój wykorzystania mechanizmu redukcji popytu po stronie odbiorców wymaga:

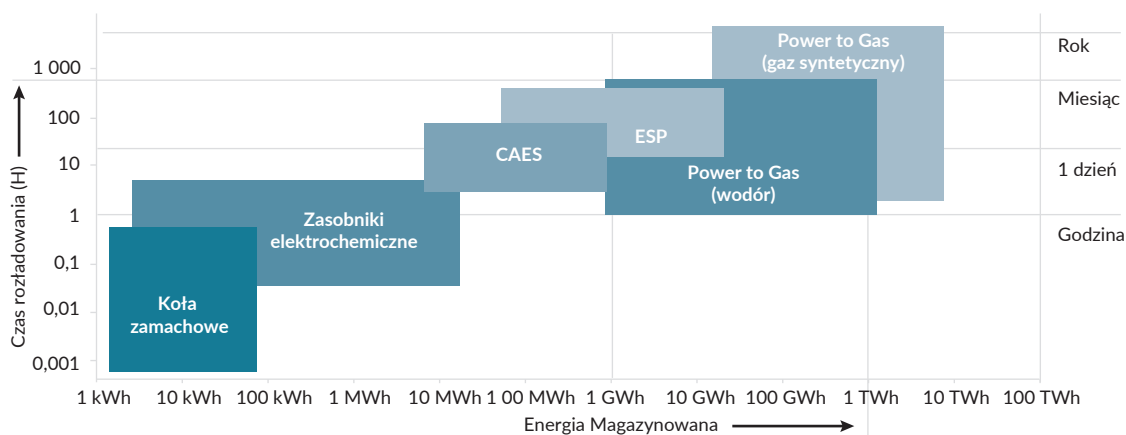
- wzmocnienia i uproszczenia mechanizmu poprzez obniżenie progów wejściowych uczestnictwa w programie;
- wprowadzenia taryf dynamicznych w powiązaniu z cenami energii elektrycznej na rynku hurtowym.

### 6.3. Akumulowanie i magazynowanie energii

Znaczenie magazynowania energii w systemie elektroenergetycznym będzie rostało wraz z postępem technologicznym i wzrostem udziału źródeł o zmiennej charakterystyce wytwarzania. Magazynowanie energii może być traktowane zarówno jako generacja, jak i pobór w systemie umożliwiające przesunięcie w czasie zużycia energii, gdy występuje jej nadmiar lub niedobór. Na świecie dostępnych jest szereg technologii magazynowania energii elektrycznej. Wielkość magazynu energii, wymagania eksploatacyjne, dominująca strategia wykorzystania mogą być różne w zależności od lokalizacji, wymagań użytkownika itd.

34

Rysunek 24. Możliwości magazynowania energii w poszczególnych technologiach.



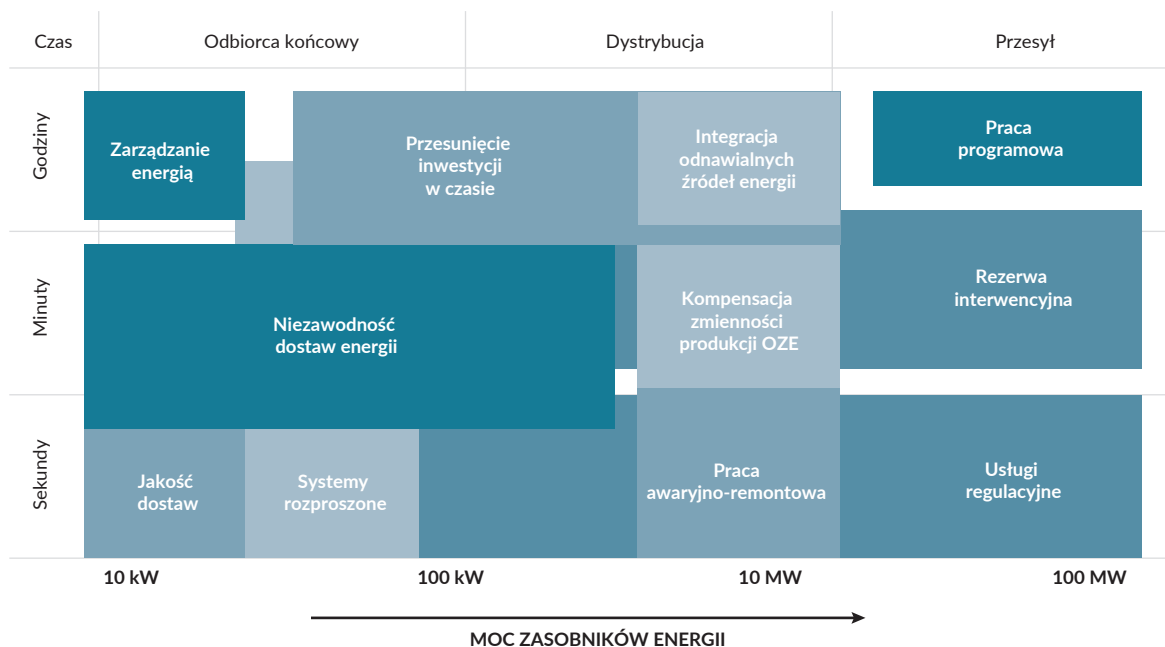
Źródło: opracowanie własne na podstawie <https://globalwarmingisreal.com/2016/08/18/compressed-air-energy-storage/>.

Zastosowanie zasobników energii zależy w szczególności od oferowanej mocy, czasu ładowania i rozładowania oraz poziomu napięcia w miejscu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

<sup>20</sup> Według danych z certyfikacji ogólnej łącznie certyfikowano 1,89 GW mocy osiągalnej jednostek redukcji zapotrzebowania, w tym 0,84 GW istniejące i 1,04 jako planowane.

<sup>21</sup> Cele programu to: minimalizacja i likwidacja barier wejściowych, zniesienie konsekwencji i kar dla dołączających do programu.

Rysunek 25. Zastosowanie magazynów energii ze względu na poziom przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.



Źródło: opracowanie własne na podstawie [www.globalwarmingisreal.com](http://www.globalwarmingisreal.com)

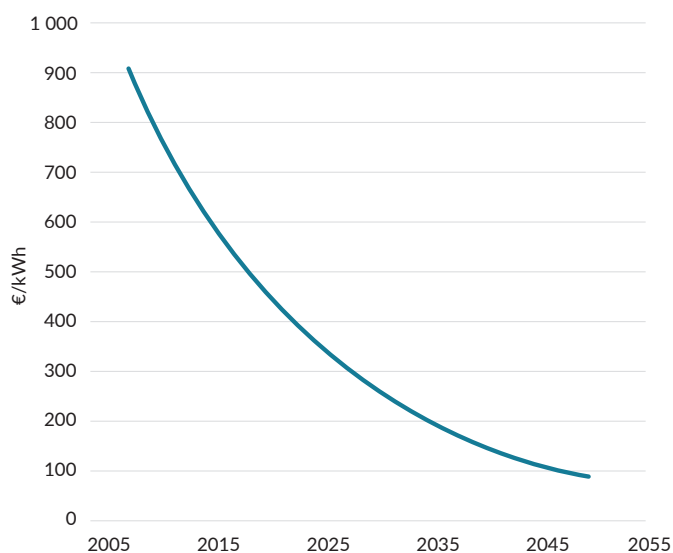
35

W Europie najwięcej magazynów energii użytkowanych jest w Niemczech, we Włoszech oraz w Wielkiej Brytanii. Są one wykorzystywane zarówno jako małe magazyny domowe powiązane z instalacjami fotowoltaicznymi, jak i duże instalacje na potrzeby energetyki (bilansowanie OZE, świadczenie usług systemowych związanych głównie z regulacją częstotliwości).

Dominującą technologią elektrochemicznego magazynowania energii elektrycznej w ostatnich latach są ogniwa litowo-jonowe. W Niemczech do 2017 r. zainstalowano ok. 80 tys. domowych instalacji magazynowania energii o łącznej pojemności ok. 280 MWh, do 2020 r. przewiduje się ok. 200 tys. takich instalacji [Energy, 2017]), we Włoszech w tym samym czasie – ok. 8 tysięcy. Wykorzystanie technologii informatycznych i komunikacyjnych umożliwia sterowanie takim rozproszonym zasobem magazynowania energii.

Magazyny energii wykorzystuje się coraz częściej w energetyce zawodowej. W Niemczech w 2017 r. wybudowano – na potrzeby regulacji częstotliwości – magazyn litowo-jonowy o mocy 48 MW i pojemności 50 MWh. Na koniec 2018 r. łączna moc magazynów energii w tym kraju ma wynieść

Rysunek 26. Obecne i prognozowane ceny baterii litowo-jonowych, w euro/kWh\*



Źródło: Support to R&D Strategy for battery based energy storage; Eco-fys 2016 by order of European Commission Directorate General Energy.

\* Trend wyznaczają obecne i prognozowane ceny baterii określone przez IRENA, Rocky Mountain Institute, Bloomberg, EIA, Roland Berger, John Hopkins University, Aalto University, Lazard oraz JRC.

ok. 320 MW. W Wielkiej Brytanii w ramach usługi regulacji częstotliwości (Enhanced Frequency Response, EFR) przyłączono instalacje po kilkadziesiąt MW, w tym największe ok. 50 MW.

Głównym powodem zwiększonego wykorzystania baterii są koszty technologii. Od 2010 r. cena baterii litowo-jonowych spadła o ok. 80% i prognozuje się jej dalszy spadek – z 400–500 euro/kWh do ok. 200 euro/kWh w 2035 r.

Obecnie w krajowym systemie elektroenergetycznym do magazynowania energii wykorzystywane są głównie elektrownie szczytowo-pompowe o mocy ok. 1,5 GW (moc w generacji oraz moc pompowania). Pozostałe rodzaje magazynów energii, głównie systemy bateryjne, są przedmiotem badań i wdrożeń demonstracyjnych, np. systemy bateryjne o parametrach 0,75 MVA/1,5MWh w Pucku, 6 MW/20M Wh (projekty ENERGA-Operator SA), 30 kWh (Innogy Stoen Operator). W ramach wprowadzanego w Polsce rynku mocy do certyfikacji ogólnej jako jednostki planowane zgłoszono 15 instalacji magazynowania energii o mocy 111 MW [Rynek mocy, 2018].

Zaletą wykorzystania magazynów energii jest możliwość pracy zarówno w trybie generacyjnym, jak i odbiorczym. W zależności od technologii magazyny energii mogą pracować w czasie:

- krótkoterminowym (sekundowym, minutowym – regulacja częstotliwości i mocy czynnej),
- średnioterminowym (bilansowanie dobowe),
- długoterminowym (bilansowanie sezonowe).

Dostępne komercyjnie technologie magazynowania energii, przede wszystkim baterie litowo-jonowe, umożliwiają ich wykorzystanie w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozwój elektromobilności w wersji usługa pojazd–sieć (V2G) stworzy szansę zastosowania baterii samochodów elektrycznych do magazynowania energii w zależności od bieżącej pracy systemu elektroenergetycznego. Duży potencjał będzie istniał zwłaszcza w aglomeracjach miejskich w powiązaniu z transportem publicznym. Budowa nowych elektrowni szczytowo-pompowych, np. w Młotach [Plan rozwoju, 2015], jest kosztowna i wymaga dodatkowych nakładów na rozwój sieci. Pewną opcję stanowi również użycie nieczynnych kopalń i kavern solnych jako magazynów energii, np. sprężonego powietrza [Wiktor-Sułkowska, 2016]. Pojawiać się będą jednakże problemy z bilansowaniem mocy czynnej wynikające z dynamicznych zmian mocy generowanej ze źródeł rozproszonych, szczególnie na obszarach o dużym nasyceniu tych źródeł, np. w północnej części kraju.

Rozwój magazynów energii elektrycznej wymaga przyjęcia przepisów prawnych regulujących ich dostęp do rynku, jak też stwarzających ekonomiczne zachęty do ich wykorzystania zarówno przez wytwórców, w szczególności energii odnawialnej, jak i przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz odbiorców energii elektrycznej.



Tabela 5. Podstawowe parametry magazynów wpływające na elastyczność pracy.

Parametry	Elektrownie szczytowo-pompowe	Elektrownia magazynująca sprężone powietrze	Systemy bateryjne	Power to gas	Koła zamachowe, Superkondensatory
Sprawność	70-85%	CAES: 40-50%; AA-CAES: 60-75%	70-98% (w zależności od technologii)	30-45%	70-95% 85-95%
Czas reakcji	40-100% Pn/min	Ze startu zimnego: 5-15 min. W trybie rozprężania: 10% Pn/s W trybie sprężania: 20% Pn/min	Poniżej 1 sekundy	Sekundy, minuty	Milisekundy
Możliwość przesunięcia generacji w czasie	Godziny i doby	Godziny i doby	Od minut do tygodni	Tygodnie i miesiące	Sekundy
Dojrzałość technologii	Elektrownie szczytowo-pompowe są najbardziej rozpowszechnioną i dojrzałą technologią magazynowania energii elektrycznej.	Dojrzałość tej technologii jest niska – w eksploatacji komercyjnej funkcjonują tylko dwa systemy CAES, opracowywane są systemy drugiej generacji, możliwe są również instalacje w mniejszej skali.	Baterie NaS i Ni-Cd to dojrzałe technologie z wdrożeniami na poziomie sieci elektroenergetycznej. Technologia Li-ion jest często wykorzystywana w urządzeniach przenośnych, ale na poziomie sieci elektroenergetycznej wciąż jest rozwijana.	Pierwsza instalacja demonstracyjna w skali kW została zbudowana i jest eksploatowana w Niemczech, w planach jest budowa instalacji w skali MW.	Stosowane są w przemyśle, trakcjach elektrycznych. Ich parametry funkcjonalne, a szczególnie bardzo duża gęstość mocy, predysponują je do wykorzystania w układach elektrycznych z dużymi wartościami prądów ładowania i rozładowania oraz dużą dynamiką zmian obciążenia.
Uwarunkowania środowiskowe	Elektrownie szczytowo-pompowe degradują naturalne siedliska i ekosystemy.	Zbiornik (kawerna) musi być szczelny, by nie dochodziło do wycieków.	Konieczny recykling składników chemicznych po wyłączeniu z eksploatacji.	Bezpośrednie wprowadzenie wodoru do sieci gazowniczej może powodować problemy.	Brak
Ograniczenia	<b>Barierę ekonomiczną:</b> długi okres zwrotu inwestycji (> 30 lat); <b>Barierę techniczną:</b> niska gęstość magazynowanej energii, bardzo specyficzne wymagania lokalizacyjne.	<b>Barierę ekonomiczną:</b> wysokie koszty inwestycyjne i długi okres zwrotu z inwestycji <b>Barierę techniczną:</b> aspekty geograficzne - wykorzystanie kavern solnych, jaskiń i opuszczonych kopalń jest mniej kapitałochłonne niż rozwiązania naziemne (np. zbiorniki), ale wymaga odpowiednich lokalizacji.	<b>Barierę ekonomiczną:</b> wysokie koszty inwestycji, relatywnie krótki okres eksploatacji, ograniczone zasoby pierwiastków, np. litu <b>Barierę techniczną:</b> problem stanowi trwałość niektórych akumulatorów, technologia NaS: do utrzymania stopionej soli (> 300°C) wymagana jest wysoka temperatura.	<b>Barierę ekonomiczną:</b> wysokie koszty, niezbędne innowacje technologiczne <b>Barierę techniczną:</b> niska sprawność, niezbędne zewnętrzne źródło CO <sub>2</sub> lub pozyskiwanie z powietrza atmosferycznego (dalsza redukcja sprawności).	<b>Barierę ekonomiczną:</b> wysokie nakłady inwestycyjne <b>Barierę techniczną:</b> relatywnie wysokie straty w „samorozładowaniu”, kwestie bezpieczeństwa (pęknięcia powstające w wyniku obciążeń dynamicznych, uszkodzenia łożysk), układ chłodzenia łożysk nadprzewodnikowych.
Potencjalna rola	Technologia wykorzystywana do zarządzania energią, możliwość zastosowania do wyrównywania obciążeń i ścinania szczytów, odraczenia w czasie momentu wytworzenia energii oraz jej finalnego zużycia, świadczenia usług na rzecz utrzymania jakości energii oraz jako źródło zasilania awaryjnego. Stosowane na poziomie sieci przesyłowej.	Duże instalacje do magazynowania energii w średnich horyzontach czasowych, odraczenia w czasie momentu wytworzenia energii oraz jej finalnego zużycia. Stosowane na poziomie sieci przesyłowej.	Duży potencjał rozwoju technicznego i redukcji kosztów. Szerokie spektrum zastosowania (w zależności od technologii): stabilizacja jakości zasilania, poprawa efektywności pracy sieci, instalacje off-gridowe, przesuwanie zużycia w czasie, pojazdy elektryczne etc. Wykorzystywane przeważnie na poziomie sieci dystrybucyjnej.	Możliwość sezonowego przechowywania energii, która mogłaby być w pierwszej kolejności wykorzystywana w sektorze transportu. Technologia ta stwarza szansę na wykorzystanie w 100% zasobów odnawialnych poprzez magazynowanie nadwyżki energii elektrycznej w infrastrukturze gazowej i wykorzystywanie elektrowni spalających gaz ziemny w okresach, gdy generacja OZE jest niska.	Koła zamachowe lub superkondensatory są często wykorzystywane do zapewnienia bezwładności w systemach wyspowych. Stosowane przede wszystkim jako zasobniki energii o krótkim czasie przechowywania z dużą częstotliwością i intensywnością cykli pracy. Często stosowane do stabilizacji w przypadku słabo rozwiniętych sieci, tj. regulacji częstotliwości i zapewnienia jakości energii elektrycznej.

\* Magazynowanie energii w postaci sprężonego powietrza (Compressed Air Energy Storage)

Źródło: opracowanie własne na podstawie Flexibility options in electricity systems; Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030, IRENA, październik 2017 r.; Lazard's Levelized cost of storage analysis – version 3.0, listopad 2017 r.; Research on Energy Storage Technologies to Build Sustainable Energy Systems in the APEC Region, „APEC Energy Working Group”, czerwiec 2017 r.; Commercialisation of energy storage in Europe, final report, marzec 2015 r.

## 6.4. Poprawa elastyczności pracy sieci przesyłowych

### 6.4.1. Możliwości sieciowe zwiększające elastyczność

Sieci przesyłowe i dystrybucyjne systemów elektroenergetycznych są kluczowym elementem zapewniającym ich elastyczność. Umożliwiają obszarowe współdzielenie zasobów elastyczności, czyli przesył energii do miejsca zapotrzebowania. Usunięcie ograniczeń sieciowych skutecznie zmniejsza negatywne skutki zmienności produkcji OZE poprzez kompensację zmian w generacji na większych obszarach geograficznych. Najważniejsze opcje to:

- zwiększenie przepustowości linii (technologia HVAC lub HVDC),
- wykorzystanie urządzeń regulujących i kontrolujących przepływ mocy (przesuwniki fazowe, urządzenia FACTS, linie prądu stałego HVDC, systemy dynamicznej oceny dopuszczalnej obciążalności linii).

**Zwiększenie wykorzystania infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.** Jednym ze sposobów zwiększenia wydajności systemu przesyłowego jest zastosowanie dynamicznej oceny dopuszczalnej obciążalności linii na podstawie monitorowania temperatury linii w czasie rzeczywistym.

Obciążalność elektroenergetycznych linii napowietrznych zależy m.in. od aktualnie panujących na danym terenie warunków atmosferycznych i dopuszczalnej temperatury przewodów. Warunki te znacząco zmieniają się w czasie. Do lat dziewięćdziesiątych linie przesyłowe były projektowane na temperaturę roboczą przewodów do +40°C. Obecnie standardem jest +80°C lub stosuje się linie wysokotemperaturowe o małym zwisie. W praktyce operatorzy sieci wykorzystują obciążalność statyczną (inne wartości w okresie letnim i zimowym). Skutkiem tego są konserwatywne szacunki zdolności przesyłowych. W niesprzyjających warunkach, przy wysokiej temperaturze powietrza i przy braku wiatru, temperatura może przekroczyć temperaturę projektową linii, co może być niebezpieczne ze względu na przekroczenie dopuszczalnych wartości zwisu przewodów. Ale ograniczenie obciążenia linii do obciążalności statycznej może powodować nieefektywne wykorzystanie możliwości przesyłowych, np. w bardziej sprzyjających warunkach atmosferycznych.

Stosowanie dynamicznej obciążalności linii w prowadzeniu ruchu sieci prowadzi do lepszego, bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowych linii. System taki może obniżyć koszt rozbudowy sieci, w szczególności w sytuacji, w której przeciążenia elementów sieciowych występują w krótkich okresach w ciągu roku, np.: farmy wiatrowe zazwyczaj pracują z mocą znamionową w czasie, gdy linie przesyłowe są chłodzone intensywniej niż przy bezwietrznej pogodzie.

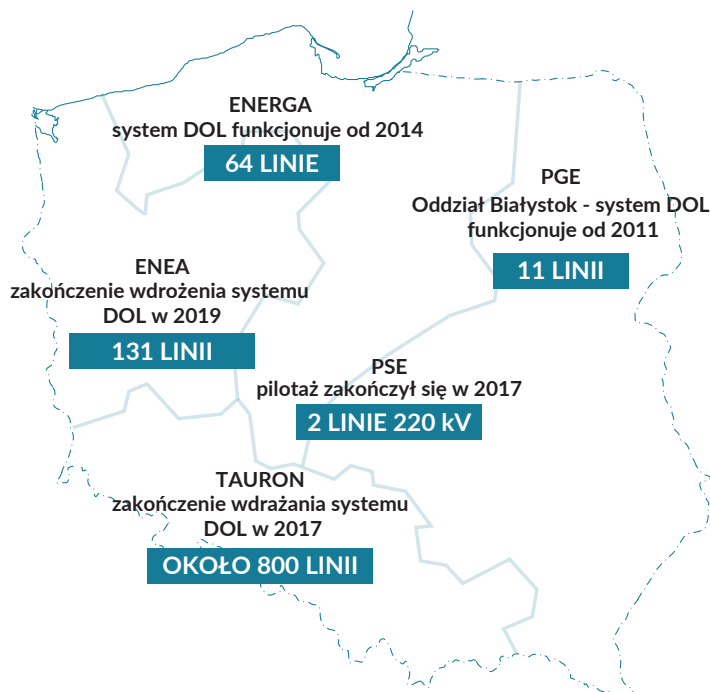
Z doświadczeń operatorów na świecie wynika, że systemy dynamicznej oceny zdolności przesyłowej pozwalają na zwiększenie możliwości przesyłowych napowietrznych linii od kilku do nawet 30%.

Źródło: Integrating, 2014; Area-wide, 2012; Czapaj-Atlas, 2012.

Posiadanie bardziej aktualnych informacji w trakcie dynamicznej oceny zdolności przesyłowych pozwala na zmniejszenie zakładanych marginesów bezpieczeństwa i zwiększenie przepustowości na potrzeby operacji rynkowych.

Systemy dynamicznej oceny dopuszczalnej obciążalności linii są od kilku lat wdrażane na krajowym systemie elektroenergetycznym. Na przykład systemem wprowadzonym przez Instytut Energetyki, Oddział w Gdańsku objęto (lub planuje się objąć) przede wszystkim sieć dystrybucyjną (ok. 1000 km linii 110 kV). Z kolei z porównania kosztu modernizacji linii polegającej na dostosowaniu jej do pracy przy wyższych temperaturach (+60°C lub +80°C) i kosztu wdrożenia systemu dynamicznej oceny obciążalności linii wynika, że ten ostatni jest kilkukrotnie niższy.

Rysunek 27. Wprowadzenie w Polsce systemu oceny dopuszczalnej obciążalności linii, z uwzględnieniem systemu wdrożonego przez Instytut Energetyki O/Gdańsk.



Źródło: [www.ien.gda.pl](http://www.ien.gda.pl).

39

Tabela 6. Porównanie kosztów modernizacji linii z kosztami wdrożenia systemu dynamicznej oceny obciążalności linii.

Linia	Długość linii (w km)	Koszt dostosowania do pracy z wyższą temperaturą roboczą przewodów (w mln zł)	Koszt wdrożenia systemu oceny dopuszczalnej obciążalności linii (w mln zł)
A	38,4	16,7	1,06
B	32	5,4	0,86
C	22	5,5	0,63

Źródło: opracowanie własne na podstawie P. Kacejko i inni, System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych; XVIII konferencja naukowa Aktualne problemy w elektroenergetyce APE 2017; Jastrzębia Góra, czerwiec 2017 r.

**Rozbudowa sieci elektroenergetycznych.** Kilka czynników wpływa na potrzebę inwestycji w sieci:

- konieczność wymiany starych, wyeksploatowanych elementów sieci,
- rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną,
- przyłączenia nowej generacji,
- zmiana modelu sterowania siecią elektroenergetyczną.

Zaplanowana w ciągu najbliższych lat przez PSE rozbudowa sieci przesyłowej została podzielona na programy. Zakładane cele to m.in.:

- Rozbudowa krajowej sieci przesyłowej umożliwiająca rozwój regionów oraz pokrycie zapotrzebowania na moc i energię odbiorców, zwłaszcza w dużych aglomeracjach miejskich: w Warszawie, Poznaniu, Trójmieście. Wyprowadzenie mocy z obszarów o dużym nasyceniu nowo budowanych konwencjonalnych jednostek wytwórczych (m.in. w Kozienicach, Jaworznie, Opolu i Turowie).
- Wyprowadzenie mocy z północnej części kraju, gdzie występuje i będzie występowało duże nasycenie źródeł energii odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem morskich farm wiatrowych. Realny potencjał sektora offshore wynosi ok. 8-10 GW, dlatego oprócz budowy tzw. Szyny Bałtyckiej należałoby zwiększyć możliwości przesyłu mocy w kierunku centralnej Polski.
- Zwiększenie zdolności wymiany transgranicznej poprzez rozwój połączeń międzynarodowych, w pierwszej kolejności odblokowanie przepływów na granicy z Niemcami i Czechami oraz rozbudowa krajowej sieci przesyłowej w części północno-wschodniej. Instalacja przesuwników fazowych na połączeniach z systemem niemieckim oraz rozbudowa linii przesyłowych 400 kV Krajnik–Baczyna–Plewiska oraz Mikułowa–Świebodzice pozwolą na zwiększenie możliwości na połączeniu synchronicznym (import/eksport: 2 GW). Natomiast rozbudowa sieci przesyłowej w północnej części kraju zlikwiduje ograniczenia sieciowe i doprowadzi do pełnego wykorzystania możliwości połączeń asynchronicznych (import/eksport: 1,1 GW) niezależnie od czynników zewnętrznych.
- Utrzymanie wymaganego poziomu niezawodności pracy elementów infrastruktury sieciowej poprzez modernizację i odtworzenie stacji i linii przesyłowych.

40

#### 6.4.2. Nowa rola operatorów systemów dystrybucyjnych

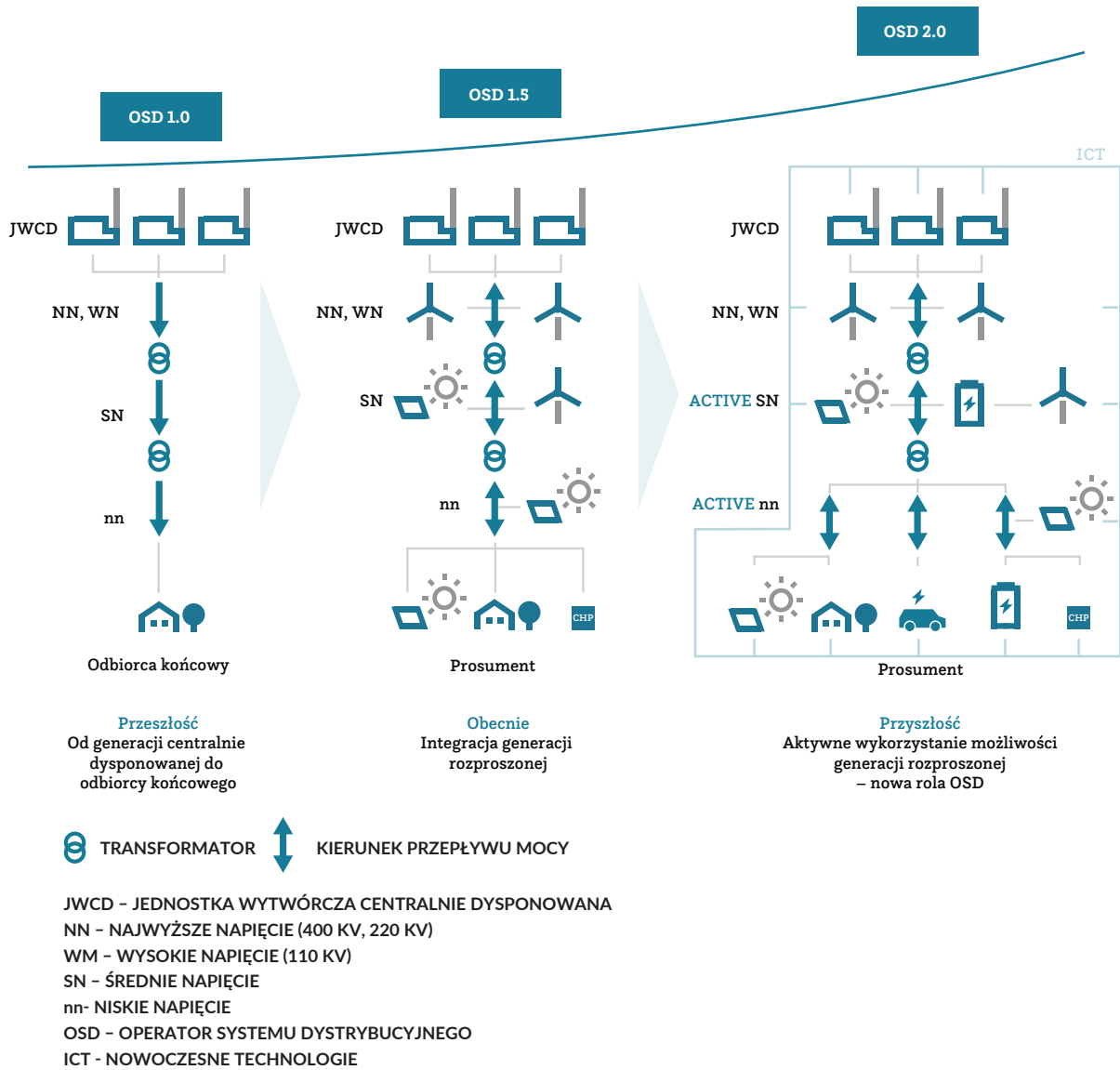
Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej, w tym głównie OZE przyłączanych do sieci dystrybucyjnej, będzie miał istotny wpływ na funkcjonowanie operatora systemu dystrybucyjnego. Pojawienie się i rozwój możliwości małych jednostek wytwórczych w zakresie generacji mocy i świadczenia usług w mikroskali<sup>22</sup> pozwalają na aktywne uczestnictwo odbiorcy końcowego przyłączanego nawet do sieci niskiego napięcia.

Nowa Dyrektywa OZE, będąca częścią pakietu zimowego, wprowadza pojęcie tzw. lokalnych społeczności energetycznych, które będą miały prawo do wytwarzania, konsumpcji, magazynowania i sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych.

Proponowane zmiany w państwach UE przewidują, że operator systemu dystrybucyjnego przejmie odpowiedzialność za integrację rozproszonych źródeł wytwarzania, magazynowania i zarządzania popytem z systemem elektroenergetycznym. Ponadto zyska możliwość zakupu na zasadach rynkowych usług systemowych niezwiązanych z regulacją częstotliwości. Usługi będą mogli świadczyć wszyscy zainteresowani uczestnicy rynku, w tym OZE, sterowalne odbiory, magazyny energii bądź agregatorzy tych usług.

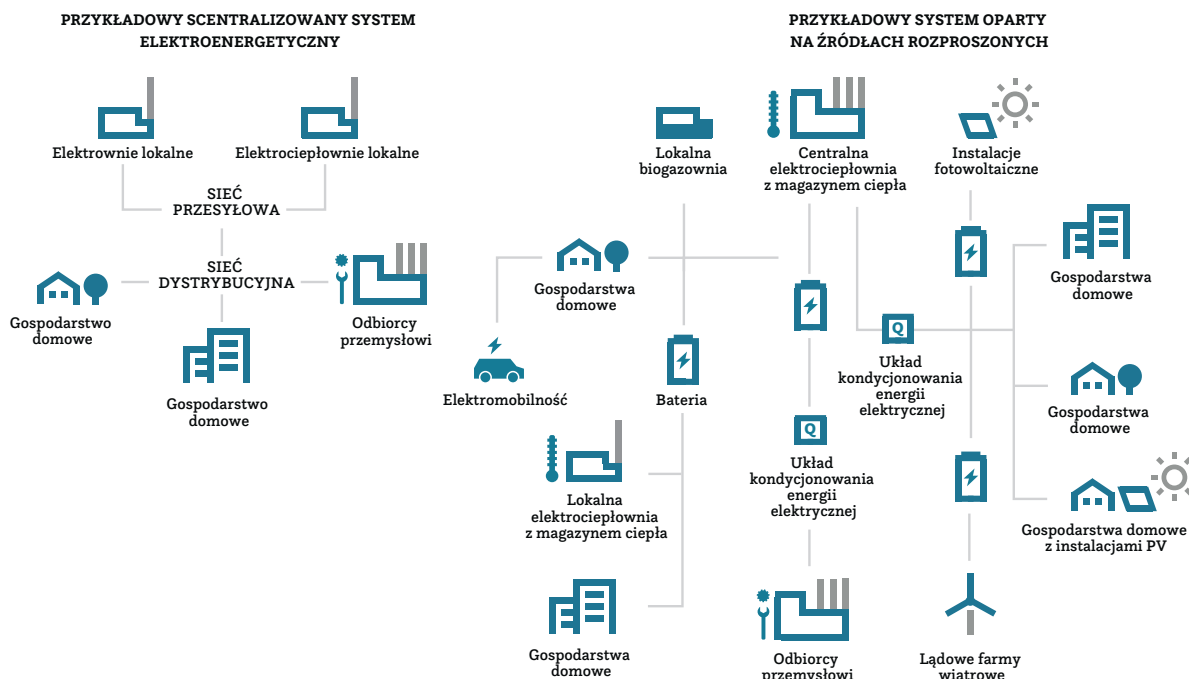
<sup>22</sup> Z wykorzystaniem zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (AMI) i inteligentnej sieci domowej.

Rysunek 29. Zmiana roli operatora systemu dystrybucyjnego w systemie elektroenergetycznym.



Źródło: opracowanie własne na podstawie EWE NETZ.

Rysunek 30. Sieć dystrybucyjna w ujęciu tradycyjnym i w przyszłości.



42

Źródło: opracowanie własne.

Operatorzy systemu dystrybucyjnego są odpowiedzialni za rozwój systemu i zapewnienie jego stabilnej pracy. Znajdują się w centrum transformacji systemu elektroenergetycznego ze względu na fakt, że decentralizacja dotyczy przede wszystkim zmian w systemie dystrybucyjnym (przyłączanie nowych źródeł, w tym OZE i mikro-OZE oraz wzrost i zmiana w profilach zapotrzebowania na moc odbiorców).

Przekształcenie sieci dystrybucyjnej w sieć aktywną będzie wymagało poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych na automatyzację sieci (instalacja urządzeń wyposażonych w elementy telemechaniki, automatyki zabezpieczającej czy monitoringu)<sup>23</sup>. Zastosowanie zaawansowanej automatyzacji sieci, wspieranej inteligentnym systemem wspomaganego podejmowania decyzji w systemach prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej, w połączeniu ze zwiększeniem obserwowalności sieci, m.in. poprzez wykorzystanie inteligentnych systemów pomiarowania, przyczyni się do wzrostu elastyczności pracy, a tym samym niezawodności i jakości dostaw energii (wskaźniki SAIDI, SAIFI). Osiągnięcie tych celów wymaga:

- rozbudowy sieci dystrybucyjnej w zakresie automatyzacji, inteligentnego programowania;
- zmiany w rozwiązaniach taryfowych dostosowanych do nowej roli operatora sieci dystrybucyjnej, zapewniających mu zwrot poniesionych nakładów;
- opracowania modeli biznesowych pozwalających na zaadaptowanie się do nowych warunków rynkowych.

23 W 2017 r. tylko niecałe 2% stacji średniego napięcia/niskiego napięcia było wyposażonych w telemechanikę.

## 6.5. Rozwiązania rynkowe sprzyjające zwiększaniu elastyczności pracy systemu

**Geograficzna wielkość rynku.** Zwiększenie rozmiaru systemu, w którym następuje bilansowanie, umożliwia współdzielenie i bardziej efektywne wykorzystanie zasobów elastyczności. Wraz ze wzrostem wielkości geograficznej rynku zmienność OZE jest kompensowana i w efekcie lokalne zakłócenia równowagi mają mniejszy wpływ na całość systemu. Dotyczy to w szczególności regionów o zróżnicowanej pod względem technologii wytwarzania strukturze źródeł wytwarzania oraz odmiennych warunkach pogodowych i klimatycznych.

**Łączenie rynków (market coupling).** Wielkość rynku można rozszerzyć, integrując sąsiednie rynki, pod warunkiem fizycznego dostępu poprzez interkonektory oraz obowiązywania reguł rynkowych, które umożliwiają handel transgraniczny. Na rynkach połączonych, zamiast transakcji jawnych (explicit), obejmujących międzysystemowe zdolności przesyłowe, dopasowywane są do siebie łączna podaż i popyt z różnych obszarów rynkowych w celu wykorzystania istniejącej przepustowości sieci w najbardziej efektywny sposób.

**Rynek krótkoterminowy.** Usługi na rynkach energii elektrycznej są przedmiotem obrotu w określonych interwałach czasowych. Krótsze terminy realizacji kontraktu sprzyjają otwieraniu rynku dla OZE i zasobów po stronie popytowej. Operatorzy OZE i zasobów po stronie popytowej często zapewniają elastyczność jedynie w określonym czasie, np. w dniu dostawy. Jeśli wstępnie zdefiniowane bloki czasowe są zbyt długie (na przykład 12 godzin lub tydzień), te opcje elastyczności są wykluczone z rynku. Umożliwienie przeprowadzania transakcji w okresach operacyjnych może dodatkowo zmniejszyć zapotrzebowanie na rezerwy mocy i zwiększyć dokładność harmonogramów pracy.

**Czas zamknięcia bramki.** Dokładność prognozy generacji OZE wzrasta wraz ze skracaniem horyzontu prognozy: im bliżej okresu realizacji, tym mniejszy błąd prognozy. Przesunięcie terminu zamknięcia bramki bliżej czasu rzeczywistego pozwala uwzględnić dokładniejsze prognozy generacji OZE. Przy niższej niepewności maleje zapotrzebowanie na rezerwy bilansujące.

43

**Transparentność.** Wyniki zawartych transakcji, takie jak ceny rezerw i koszty energii bilansującej, powinny być publikowane tak szybko, jak to możliwe. Opóźnienia utrudniają podjęcie działań dostosowawczych przez uczestników rynku.

Duża liczba dostawców na rynku wpływa na obniżenie ceny za rezerwy bilansujące i jest potrzebna. Wszystkie wskazane wyżej usprawnienia mogą otworzyć rynek na nowych uczestników.

**Miejsca dostarczania.** Przesyłanie i dystrybucja energii wiążą się z kosztami budowy infrastruktury oraz usuwania ograniczeń systemowych. Koszty dostarczenia energii do poszczególnych lokalizacji w sieci są różne. Rynek energii powinien odzwierciedlać również koszty przesyłowe. Będzie to w długim okresie bodziec do lokalizowania źródeł wytwórczych w węzłach sieci, do których dostarczanie energii wiąże się z ponoszeniem wysokich kosztów przesyłowych. Zróżnicowanie cen dostarczania energii w zależności od węzła sieci nosi nazwę „ryнку węzłowego” w odróżnieniu od obowiązującego obecnie w Polsce rynku strefowego (teren całego kraju), na którym opłaty przesyłowe są identyczne, niezależnie od miejsca wytworzenia i odbioru energii.

### 6.5.1. Zmiany w funkcjonowaniu rynków energii wynikające z wprowadzonych oraz projektowanych regulacji europejskich w ramach pakietu zimowego

Pakiet zimowy proponuje szereg działań dostosowujących energetykę do zmian technologii i ułatwiających realizację celów energetyczno-klimatycznych na rok 2030. Z tej perspektywy kluczowym elementem jest skuteczna integracja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z rynkami energii. Konieczne jest stworzenie krótkoterminowych rynków energii elektrycznej (rynek bilansujący oraz rynki energii dnia następnego i dnia bieżącego) umożliwiających udział źródeł odnawialnych, planowany z niewielkim wyprzedzeniem w stosunku do terminu fizycznej dostawy. Rynki krótkoterminowe, w których na równoprawnych warunkach uczestniczyć będą producenci energii konwencjonalnej i odnawialnej, odbiorcy i magazyny energii, zyskają na płynności handlu oraz przyniosą nowe szanse biznesowe dla oferujących regulacyjne rezerwy mocy.

Stworzenie rynków krótkoterminowych o większej płynności zapewni warunki, w których ceny będą właściwie odzwierciedlały zapotrzebowanie na energię elektryczną i zachęcą do inwestowania w elastyczność.

**Rynek bilansujący.** Zgodnie z proponowanymi zasadami rynki bilansujące powinny być zorganizowane w taki sposób, aby [Wniosek. Dyrektywa, 2016]:

- zagwarantować niedyskryminujący udział wytwórców energii odnawialnej o zmiennej charakterystyce generacji, odbiorców energii oraz magazynów energii;
- zapewnić przejrzyste i neutralne pod względem technologicznym definicje usług oraz zakup oparty na zasadach rynkowych;
- umożliwić wszystkim wstępnie zakwalifikowanym uczestnikom dostęp do rynku – indywidualny bądź w formie zagregowanej.

Według nowych zasad każdy uczestnik rynku energii jest odpowiedzialny za bilansowanie i ponosi koszty niezbilansowania. Państwa członkowskie UE mogą wprowadzić odstępstwo od tej zasady w przypadku OZE lub wysokosprawnej kogeneracji o mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 250 kW (począwszy od 2026 r. limit będzie wynosił 150 kW).

Do rozliczeń niezbilansowania powinny być stosowane ceny krańcowe odzwierciedlające wartość energii w czasie rzeczywistym. Uczestnicy rynku powinni mieć możliwość składania ofert w czasie jak najbardziej zbliżonym do czasu rzeczywistego, a czas zamknięcia bramki dla energii bilansującej nie może być wcześniejszy niż czas zamknięcia bramki na transgranicznym rynku dnia bieżącego. Regulacje przewidują, że z dniem 1 stycznia 2021 r. niezbilansowanie uczestników rynku będzie rozliczane w okresach 15-minutowych.

Operator systemu przesyłowego jest obecnie w trakcie wdrażania nowego systemu zarządzania rynkiem bilansującym zakładającego m.in. lokalizacyjny system wyznaczania cen w oparciu o koszty wytworzenia i dostarczenia energii. A to powinno w długim okresie skłaniać inwestorów do budowy nowych mocy wytwórczych w lokalizacjach charakteryzujących się wysokimi kosztami dostarczenia energii z wykorzystaniem sieci.

44

**Rynek dnia następnego i dnia bieżącego.** Według regulacji pakietu zimowego rynki dnia bieżącego i dnia następnego powinny być zorganizowane w taki sposób, aby umożliwiać wszystkim uczestnikom rynku udział w handlu międzynarodowym: stronie popytowej, magazynom energii oraz wytwórcom w niewielkich źródłach odnawialnych. Operatorzy rynku powinni zapewnić uczestnikom obrót energią elektryczną w czasie zbliżonym do czasu rzeczywistego, a także maksymalizować ich zdolność do skutecznego zarządzania własnym bilansem energii mającym wpływ na niezbilansowanie systemu. Kreowane na tych rynkach ceny powinny, zgodnie z prawami rynkowymi, odzwierciedlać wartość energii w czasie rzeczywistym.

**Zadania operatorów systemu dystrybucyjnego dotyczące wykorzystania elastyczności.** Operator systemu dystrybucyjnego powinien organizować zamówienia na usługi oferowane przez rozproszone źródła wytwórcze, odbiorców lub magazyny energii. Powinno to ograniczyć potrzebę rozbudowy sieci i wspierać efektywne oraz bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego.

## 6.5.2. Obecny i przyszły model rynków energii oraz usług systemowych

Rynek energii nie działa w pełni efektywnie i nie jest przygotowany na wyzwania rosnącej liczby prosumentów, zwiększającej się roli OZE i generacji rozproszonej, a także zmiany struktury popytu wywołanej m.in. przez elektryfikację transportu i ciepłownictwa.

Funkcjonujące mechanizmy rynku nie odzwierciedlają kosztów wytwórców, za co odpowiada szereg czynników, m.in. nadpodaż mocy (o zerowych kosztach zmiennych) oraz bariery administracyjne ograniczające konkurencję i szersze uczestnictwo użytkowników systemu w rynkach krótkoterminowych. Z tak postawionej diagnozy stanu funkcjonowania rynku wyprowadzane są dwie odmienne koncepcje zmian w jego organizacji: mechanizm wyceny rezerw (scarcity pricing) i mechanizm wsparcia mocy.

**Głęboka reforma jednotowarowego rynku energii.** Zgodnie z tą koncepcją pierwszym krokiem do zapewnienia niezawodnego działania systemu elektroenergetycznego powinna być optymalizacja rynku energii. Efektywnie działający jednotowarowy rynek energii jest w stanie gwarantować bezpieczeństwo dostaw energii w danym momencie oraz



w dłuższym terminie poprzez odpowiednie bodźce cenowe, które odzwierciedlają realne zapotrzebowanie na energię. Dzięki temu rynek działa wydajnie, zmniejsza się nadwyżka mocy i promowana jest elastyczność w wytwarzaniu energii. Istotnym elementem tak funkcjonującego rynku energii jest swoboda w kształtowaniu cen umożliwiająca wycenę rezerw, czyli wzrost cen w momentach, kiedy różnica między popytem a podażą maleje, i odpowiednio wartość krańcowa energii rośnie do poziomu znacznie wyższego niż przez większość czasu.

Mechanizm wyceny rezerw jest w stanie bezpośrednio nagradzać innowacyjność i wzrost efektywności uczestników rynku. Ci z nich, którzy będą w stanie dostarczyć energię w krótkim czasie, będą mogli oczekiwać wyższych cen, a ci, którzy elastycznie dostosowują swoją produkcję energii elektrycznej do zmian cen na giełdzie, będą mogli ją maksymalizować. Mechanizm ten będzie również sprzycał inwestycjom w zdecentralizowaną infrastrukturę zapewniającą bezpieczne moce zdolności przesyłowej w wielu małych elektrowniach. Na przykład zaplanowanie i realizacja doposażenia elektrociepłowni w magazyn ciepła lub budowa magazynu energii elektrycznej mają relatywnie krótki cykl inwestycyjny i mogą szybko zapewnić bezpieczną moc i energię bilansującą. W ten sposób likwidacja konwencjonalnych elektrowni mogłaby zostać zrekomensowana bez utraty bezpieczeństwa dostaw, w krótkim okresie i po akceptowalnych kosztach.

Wdrożenie tej koncepcji wspierać będą planowane zmiany w organizacji rynku bilansującego zgodne z wytycznymi Komisji Europejskiej [Rozporządzenie, 2017]. Zmiany te obejmą m.in.:

- Integrację z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej pozwalającą na otwarcie rynku na wymianę transgraniczną, czyli dopuszczenie konkurencji zagranicznych dostawców oraz możliwość sprzedaży usług bilansujących za granicę (za pośrednictwem operatora systemu przesyłowego).
- Harmonizację na poziomie europejskim produktów, zasad pozyskiwania usług, rozliczania niezbilansowania, w tym: zniesienie lub znaczne rozszerzenie limitów cen na rynku bilansującym oraz wprowadzenie krótszego, 15-minutowego okresu rozliczania niezbilansowania (do końca 2020 r.).
- Wprowadzenie możliwości zmian ofert bilansujących bliżej czasu rzeczywistego. Zmiany zgłoszonych ofert będą dopuszczalne w ograniczonym zakresie przed następnym okresem zamknięcia bramki. Do końca 2019 r. będzie obowiązywał okres zamknięcia bramki – 8 godz. przed rozpoczęciem fizycznej dostawy, a do końca 2021 r. zostanie skrócony do 1 godziny.
- Umożliwienie udziału małych źródeł podłączonych w sieciach dystrybucyjnych i źródeł odnawialnych w bilansowaniu systemu.
- Wdrożenie rynkowego mechanizmu pozyskiwania rezerw pozwalającego na ich kontraktację w krótszych niż dotychczas interwałach czasowych.

45

**Mechanizm wsparcia mocy.** Druga koncepcja rozwoju rynku, reprezentująca perspektywę dużych, konwencjonalnych elektrowni systemowych, zakłada, że jego dalsze funkcjonowanie jako rynku jednotowarowego nie zapewni właściwych sygnałów cenowych dla budowy nowych źródeł wytwórczych [Europejski rynek, 2018]. Wynika to z obawy, że inwestorzy nie będą skłonni do budowy elektrowni szczytowych, które działają przez relatywnie niewielką liczbę godzin w ciągu roku i muszą zostać zamortyzowane tylko na podstawie przychodów osiągniętych w tych godzinach. W przypadku budowy elektrowni cykl od rozpoczęcia planowania do osiągnięcia gotowości do eksploatacji trwa kilka lat i w tym czasie sytuacja rynkowa może ulec zmianie, co znacznie podnosi ryzyko inwestowania. Ponadto wysokie ceny energii elektrycznej są również kontrowersyjne pod względem politycznym, nawet gdyby obowiązywały tylko przez kilka kwadransów w ciągu roku. Dlatego obecnie w Polsce zdecydowano się na wprowadzenie mechanizmu mocy, godząc się na wzrost stawek za przesył.

Uczestnikami dostarczającymi produkt na rynku mocy i otrzymującymi z tego tytułu zapłatę będą dostawcy mocy, tj. podmioty dysponujące tzw. jednostkami rynku mocy. Oferowanym produktem będzie obowiązek mocy, tj. zobowiązanie do pozostawania w gotowości do dostarczania określonej mocy elektrycznej do systemu w okresach dostaw oraz faktycznej dostawy określonej mocy elektrycznej w czasie zagrożenia, kiedy planowane rezerwy mocy dyspozycyjnej ponad zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym, dostępne dla operatora systemu przesyłowego, nie osiągną minimalnego wymaganego poziomu.

Pomimo deklarowanej neutralności technologicznej rynku mocy i niskiego proggu mocy osiągalnej warunkującej przystąpienie do aukcji (2 MW) w praktyce mechanizm ten nie będzie stanowił istotnego wsparcia dla instalacji o zmiennej charakterystyce generacji. Przeszkodą dla udziału wymienionych instalacji w rynku mocy będą w szczególności:

- zakaz uzyskiwania podwójnego wsparcia (z pewnymi wyjątkami);
- korygowanie mocy osiągalnej korekcyjnym współczynnikiem dyspozycyjności, który w przypadku agregacji różnych źródeł (w tym stabilnych, takich jak źródła na biogaz, oraz mniej stabilnych, takich jak generacja z wiatru) będzie oparty na współczynniku właściwym dla agregowanych źródeł o najmniejszej stabilności;
- system kar pieniężnych za niewykonanie obowiązku mocy m.in. z przyczyn technologicznych.

Komisja Europejska zatwierdziła decyzję dotyczącą rynku mocy<sup>24</sup> ze względu na przedstawione przez polski rząd argumenty dotyczące strukturalnych problemów z bezpieczeństwem dostaw. Według unijnych zasad pomocy publicznej mechanizmy mocy powinny mieć charakter przejściowy. Ich wdrażanie powinno być połączone z usuwaniem niedoskonałości podstawowego rynku energii elektrycznej. Z tego względu polskie władze zobowiązały się do głębokiej przebudowy rynku energii, w tym w szczególności do zmiany zasad ustalania cen na rynku bilansującym w celu stworzenia odpowiednich sygnałów inwestycyjnych. Warto zwrócić uwagę, że decyzja Komisji Europejskiej ma charakter tymczasowy ze względu na toczące się prace nad przepisami unijnymi, które znacznie ograniczą możliwości stosowania wsparcia mocy dla źródeł konwencjonalnych emitujących powyżej 550 g CO<sub>2</sub>/kWh.

Dla funkcjonowania rynku mocy istotne będą wyniki regionalnej oceny adekwatności zasobów przeprowadzanej według europejskiej metodyki. Jeżeli wykaże ona, że w sąsiednim systemie występuje dostępna nadwyżka energii elektrycznej, wówczas obowiązywać będzie wymóg stopniowego wygaszenia mechanizmu mocy. Rząd zobligował się również do uchylenia do 2021 r. istniejących mechanizmów mocy, w szczególności:

- operacyjnej rezerwy mocy,
- interwencyjnej rezerwy zimnej,
- systemu dedykowanych przetargów dla firm oferujących czasowe ograniczenie zapotrzebowania na energię elektryczną.

Nowy mechanizm redukcji popytu będzie miał na celu jak najszerszą adaptację takich jednostek do czynnego uczestnictwa w szeroko rozumianym rynku energetycznym. Zgodnie z decyzją Komisji od 2021 r. mechanizm redukcji popytu ma zostać włączona do udziału w rynkach dnia następnego i bieżącego. Integrację tę powinna ułatwić zapowiedziana likwidacja dzisiejszych ograniczeń ofertowych oraz wprowadzenie dodatkowego mechanizmu wyceny rezerw.

**Rynek usług regulacyjnych (systemowych).** Świadczenie usług systemowych jest zależne od charakterystyki danego systemu energetycznego, tj. jego wielkości oraz miksu energetycznego. W krajowym systemie elektroenergetycznym przeważają jednostki wytwórcze ciepłe wykorzystujące paliwa węglowe. Są one podstawowym dostawcą usług regulacyjnych zapewniających bezpieczeństwo pracy systemu. Usługi regulacyjne można podzielić na trzy główne grupy:

1. **Usługi regulacji częstotliwości i mocy czynnej** są związane z krótkoterminowym bilansowaniem energii i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Regulacja częstotliwości i mocy czynnej jest realizowana automatycznie (regulacja pierwotna i wtórna oraz trójna). Usługi te są świadczone przede wszystkim przez jednostki wytwórcze, ale również inne podmioty, np. odbiory lub systemy magazynowania energii.
2. **Usługi regulacji napięć i mocy biernej** są niezbędne do utrzymania wymaganego poziomu napięcia w sieci w celu zachowania bezpieczeństwa pracy systemu. Polegają na wytwarzaniu mocy biernej.
3. **Usługi wykorzystywane w stanach zagrożenia bezpieczeństwa systemu.** Gotowość do pracy wysopej oraz odbudowy systemu po awariach systemowych – gotowość do blackstartu.

24 State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, Komisja Europejska, Bruksela, 7.2.2018 C(2018) 601 final.

Warunki świadczenia usług przez jednostki wytwórcze wynikają z wymagań technicznych określonych w Instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz bilateralnych umowach pomiędzy operatorem systemu przesyłowego a dostawcami usług. Obecnie większa część rynku usług systemowych zintegrowana jest z rynkiem bilansującym, gdyż służą one realizacji podobnej funkcji techniczno-handlowej. Operator systemu przesyłowego pozyskuje za ich pomocą środki techniczne do zapewnienia niezbędnego poziomu rezerw mocy oraz bilansowania chwilowych wartości mocy w systemie.

W związku z perspektywą wdrażania ustaleń unijnego pakietu zimowego należy oczekiwać zmian w zasadach kontraktowania przez operatora systemu przesyłowego usług regulacyjnych. Po roku 2020 obecny sposób kontraktowania rezerw mocy zastąpią rynkowe mechanizmy ich pozyskiwania. Część odpowiedzialności za funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego zostanie przeniesiona na operatora systemu dystrybucyjnego<sup>25</sup>. Będzie on zobowiązany do zakupu takich usług na zasadach rynkowych, w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób zapewniających świadczenie przez wszystkich zainteresowanych uczestników rynku, w tym OZE, sterowalnym odbiorom, magazynom energii czy agregatorom tych usług.

Rozwiązania unijne przewidują urynkwienie procesu zawierania umów na świadczenie usług regulacyjnych, w tym dopuszczenie zakupu tego rodzaju usług poza krajowym systemem elektroenergetycznym. W szczególności wdrożony ostatnio rynek mocy wyklucza kontynuowanie po roku 2020 usług regulacyjnych kontraktowanych przez operatora systemu przesyłowego inaczej niż na zasadach rynkowych. Dotyczy to m.in. operacyjnej rezerwy mocy oraz usług w zakresie rezerwy interwencyjnej [Informacja Prezesa, 2018].

Z punktu widzenia elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego, w związku m.in. z sukcesywnym zastępowaniem generacji systemowej generacją rozproszoną, w tym OZE, niezbędne wydaje się poszerzenie uczestników rynku usług regulacyjnych o nowe podmioty.

## 7. Podsumowanie

47

Przez elastyczność systemu elektroenergetycznego rozumie się zdolność do bilansowania podaży energii elektrycznej i popytu na nią w horyzontach czasowych od ultrakrótkoterminowych (poniżej sekundy) do długoterminowych (wieloletnich). Jest to warunek **konieczny** do zapewnienia bezpieczeństwa, niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej.

Cechą charakterystyczną obecnego systemu elektroenergetycznego jest **koncentracja** w systemie przesyłowym zasobów zapewniających jego elastyczność, takich jak elektrownie systemowe czy połączenia transgraniczne. Procesy zachodzące w krajowym systemie elektroenergetycznym, a zwłaszcza rozwój generacji OZE przyłączanej głównie do sieci dystrybucyjnej oraz wzrost liczby zastosowań energii elektrycznej u odbiorców końcowych, w tym oczekiwany rozwój elektromobilności, **wymagają** udziału tych zasobów w zapewnieniu niezbędnego poziomu elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego.

Od dłuższego czasu podejmowane są w Polsce działania zmierzające do zwiększenia elastyczności pracy systemu elektroenergetycznego, przy czym obejmują one przede wszystkim zasoby przyłączone do sieci przesyłowej. Dotyczy to zarówno **rozwoju sieci przesyłowej i połączeń transgranicznych, jak i zwiększania elastyczności pracy systemowych jednostek wytwórczych**. Na podstawie już uruchomionych projektów modernizacji jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych oczekuje się ich przystosowania do wielokrotnych uruchomień (ok. 200 w ciągu roku), pracy w zmniejszonej liczbie godzin (ok. 1500–4500 rocznie) oraz krótkiego czasu rozruchu, niskich wartości minimów technicznych i szybkich zmian obciążenia.

Zachodzi pilna potrzeba uruchomienia podobnych procesów również w odniesieniu do zasobów przyłączonych w obszarze sieci dystrybucyjnych, tym bardziej, że UE przyjęła cele zwiększenia udziału OZE do 32% w 2030 r., a jeśli uwzględnić dalszy spadek kosztów technologii, wartość ta może jeszcze się zwiększyć. Narzędziem pozyskania wymaganego poziomu elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego przy najniższych możliwych kosztach powinny być rynki usług regulacyjnych, energii i mocy, na których użytkownicy systemu (wytwórcy, operatorzy systemów i odbiorcy) mogliby konkurować jakością i ceną oferowanych produktów.

<sup>25</sup> Usługi wykorzystywane przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego do regulacji napięcia w stanie ustalonym, szybkiej generacji prądu biernego lub usług w zakresie inercji mocy i odbudowy systemu – usługi pomocnicze niezwiązane bezpośrednio z bilansowaniem mocy czynnej w systemie w ramach regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej.

Analiza stanu obecnego i trendów dających się obserwować w krajowym systemie elektroenergetycznym upoważnia do rekomendacji następujących działań na rzecz poprawy elastyczności systemu:

**Zwiększenie roli odbiorców energii.** Część odbiorców energii jest gotowa, dobrowolnie i odpłatnie, na chwilowe obniżenie jakości dostaw energii wynikającej z umowy przyłączeniowej. Szacuje się, że operatywny potencjał redukcji – na żądanie operatora systemu przesyłowego – obciążenia przez dużych odbiorców energii w Polsce wynosi ok. 1,2 GW. Możliwość agregacji redukcji obciążeń wielu drobnych odbiorców z wykorzystaniem zaawansowanej infrastruktury pomiarowej (AMI) stanowi bardzo atrakcyjny, bo niemal bezinwestycyjny i oferujący krótki czas wdrożenia zasób elastyczności w krajowym systemie elektroenergetycznym. Należy mieć przy tym na uwadze fakt, że zapotrzebowanie na moc i energię drobnych odbiorców stanowi około połowę tych wartości w systemie, co świadczy o potencjale wdrożenia.

**Udział generacji OZE w regulacji krajowego systemu elektroenergetycznego.** Nowoczesne technologie oparte na OZE, w szczególności turbiny wiatrowe, oferują parametry regulacyjne co najmniej odpowiadające wymaganiom technicznym regulacyjnych usług systemowych zdefiniowanych przez operatora systemu przesyłowego, a dla wybranych usług je przewyższają. Jednocześnie rośnie udział OZE w pokrywaniu krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, natomiast udział jednostek konwencjonalnych – obecnie jedynego dostawcy usług regulacyjnych w systemie – maleje. Niezbędne staje się, by OZE, zastępując konwencjonalne źródła energii, przejął również obowiązek świadczenia usług regulacyjnych.

**Zwiększenie udziału ciepłownictwa w bilansowaniu krajowego systemu elektroenergetycznego.** Modernizacja i rozwój jednostek kogeneracyjnych to potencjał zwiększenia zarówno mocy zainstalowanej w systemie o ok. 1,7÷3,3 GW<sub>e</sub>, jak i elastyczności pracy systemu dzięki wykorzystaniu akumulacji ciepła – komplementarnego do magazynowania energii elektrycznej.

**Rozwój usług regulacyjnych na poziomie sieci dystrybucyjnej.** Zwiększenie kompetencji operatora systemu dystrybucyjnego w wykorzystaniu usług regulacji mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej, szczególnie w kontekście rozwiązań wprowadzanych przez pakiet zimowy oraz zmian w kodeksach sieciowych wdrażanych przez ENTSO-E, ACER i Komisję Europejską.

**Rynek jako platforma komunikacji pomiędzy użytkownikami krajowego systemu elektroenergetycznego.** Rynki usług regulacyjnych, bilansujących i energii staną się platformami, na których operatorzy systemu przesyłowego (w przyszłości także operatorzy systemów dystrybucyjnych) będą mogli składać oferty zakupu określonych pod względem technicznym produktów, a pozostali użytkownicy systemu (wytwórcy i odbiorcy) – oferty dostawy tych produktów po określonej cenie. Pozwoli to na zapewnienie bezpiecznej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego oraz minimalizację kosztów bezpieczeństwa dostaw. Zmiany w dotychczasowym funkcjonowaniu rynków powinny polegać w szczególności na:

- Rozwoju rynków krótkoterminowych o większej płynności, w których na równoprawnych warunkach mogą uczestniczyć wszyscy, a ceny za energię elektryczną będą odzwierciedlały występujące przypadki niedoboru i nadpodaży energii oraz pozwalały na wycenę elastyczności oferowanej przez poszczególnych użytkowników systemu.
- Wdrożeniu rozwiązań umożliwiających wykorzystanie na rynkach energii, bilansującym oraz usług regulacyjnych (dawniej usług systemowych) potencjału elastyczności (regulacyjnego) wszystkich użytkowników systemu, tj. wytwórców (elektrowni systemowych, elektrociepłowni, OZE) i odbiorców (w tym zagregowanych odbiorców indywidualnych), niezależnie od miejsca ich przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.
- Wprowadzeniu narzędzi wykorzystujących zaawansowaną infrastrukturę pomiarową umożliwiającą pośrednie oddziaływanie na zachowania odbiorców za pomocą bodźców cenowych, w szczególności taryf wielostrefowych i cen czasu rzeczywistego.
- Uzupełnieniu mechanizmu wyceny energii o koszty jej dostarczenia do odbiorcy końcowego (lokalizacyjny rynek energii). Stworzy to bodźce cenowe dla lokalizacji nowych źródeł energii.

Ponadto należy mieć na uwadze fakt, że w wyniku dynamicznego postępu technologicznego w najbliższej przyszłości należy oczekiwać pojawienia się kolejnych obszarów w elektroenergetyce, które będą mogły partycypować w zwiększaniu elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego. Chodzi w szczególności o:

1. **Magazynowanie energii elektrycznej.** Obecnie, ze względu na ceny technologii, nie to jest rozwiązanie konkurencyjne w stosunku do innych opcji zwiększenia elastyczności w systemie elektroenergetycznym. Niemniej, w ramach aukcji rynku mocy, zgłoszono 15 instalacji o łącznej mocy 111 MW. Wkrótce należy oczekiwać obniżenia cen technologii magazynowania energii, co przy założeniu udziału tych jednostek w rynkach usług regulacyjnych, bilansującym i energii z całą pewnością przyczyni się do poprawy elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego.
2. **Rozwój elektromobilności.** Obecnie typowe, dostępne komercyjnie, rozwiązania pozwalają wyłącznie na pasywne wspieranie elastyczności systemu elektroenergetycznego przez pojazdy elektryczne (podobnie jak inni odbiorcy energii). Należy jednak oczekiwać szybkiego rozwoju technologii pojazd-sieć (V2G) umożliwiającej sterowanie poborem energii z sieci lub jej oddawaniem przez pojazdy elektryczne. Wyprzedzając rozwój elektromobilności, już teraz należy podjąć działania promujące elastyczne zachowania pojazdów elektrycznych wykorzystujące bezpośrednie lub pośrednie metody wpływania na ich profil zapotrzebowania na moc.

## Załącznik

### Zasady funkcjonowania rynku energii

Obecnie w większości krajów europejskich, w tym w Polsce, działa jednotowarowy rynek energii, na którym opłacana jest wyprodukowana i dostarczona energia. Podstawowym zadaniem rynku energii jest płynny obrót poprzez kontrakty terminowe, transakcje w ramach rynku dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującego.

Transakcje na rynku dnia następnego zawierane są w dniu poprzedzającym dzień dostawy i zgłaszane do realizacji na rynku bilansującym. Głównym celem rynku dnia bieżącego jest umożliwienie korygowania pozycji kontraktowych przez uczestników rynku po zamknięciu notowań na rynku dnia następnego dzień przed realizacją dostaw energii i w trakcie doby realizacji dostaw energii.

Na rynku dnia bieżącego prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii notowania odbywają się codziennie w godzinach 7:15 – 14:30 w systemie kursu jednolitego i systemie notowań ciągłych. Obrót prowadzony jest w dniu poprzedzającym dzień dostawy oraz w dniu dostawy na kontraktach godzinowych, jeden kontrakt odpowiada 1MWh energii elektrycznej. Giełda Energii zgłasza transakcje zawarte na rynku dnia bieżącego do operatora systemu przesyłowego w godz. 17:00 – 18:00 w dobie poprzedzającej dobę dostawy oraz cyklicznie, co godzinę, od 07:30 do 15:00, w dobie dostawy, dla okresu dostawy, dla którego upłynął okres aktualizacji.

Na polskim rynku energii funkcjonuje, oprócz segmentu kontraktowego i giełdowego rynek bilansujący, który łączy pozostałe segmenty rynku. Jego głównym celem jest równoważenie energii elektrycznej wytworzonej w krajowym systemie elektroenergetycznym z zapotrzebowaniem na nią w każdej chwili w celu zapewnienia ciągłości jej dostaw. Rynek bilansujący zamyka bilans energii w systemie elektroenergetycznym. Umożliwia z jednej strony zakup lub sprzedaż energii elektrycznej w celu jej zbilansowania wówczas, gdy zakontraktowano za małą lub za dużą jej ilość. Z drugiej zaś pozwala operatorowi systemu przesyłowego wykorzystywać krótkoterminowe opcje elastyczności, aby zapewnić wymagane regulacyjne rezerwy mocy niezbędne do fizycznego zrównoważenia krótkoterminowych odchyleń między zapotrzebowaniem a generacją. W synchronicznym systemie energetycznym Europy kontynentalnej zasoby te są podzielone na trzy grupy. Rezerwa pierwotna w regulacji mocy powinna zostać w pełni udostępniona w ciągu kilkudziesięciu sekund, automatycznie reagując na odchylenia częstotliwości sieci. Rezerwa wtórna musi być dostępna w przeciągu pięciu minut, podczas gdy rezerwa trójna odpowiada w ciągu 15 minut.

## Literatura

Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements, CIGRE 2012

Akinyele D., Belikov J., Levron Y., Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems, „Energies”, listopad 2017 r.

Analiza ekonomiczna kosztów i korzyści udziału jednostek wytwórczych w świadczeniu usługi regulacji wtórnej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, IEn O/Gdańsk 2017, [www.psew.pl/biblioteka/raporty](http://www.psew.pl/biblioteka/raporty)

Benysek G., Wpływ technologii V2G na pracę system elektroenergetycznego, Kraków 2017

Blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Żerań

CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply. Data update 2015/2016. Ref: C18-EQS-86-03, 26-July-2018, Council of European Energy Regulators

Commercialisation of energy storage in Europe, final report, marzec 2015 r.

Czapaj-Atlas R., Obciążalność prądowa sieci – metody pomiarów i zwiększenie przepustowości, „Przegląd Elektrotechniczny”, październik 2012 r.

Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, Dz. Urz. UE L 212/1

Delfanti M., Galliani A., Olivieri V., The new role of DSOs: Ancillary Services from RES towards a local dispatch, Cired Workshop, Rzym, czerwiec 2014 r.

50

Dyrelund A., Kozłowski W., Integracja ciepłownictwa i kogeneracji z KSE, przykłady duńskie, Ramboll Polska 2015

Electricity Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, EPRI 2010

Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030, IRENA, październik 2017 r.

Energetyka ciepła w liczbach – 2017, URE, sierpień 2018 r.

Energetyka. Dystrybucja i przesył. Raport PTPiREE 2017

Energy Storage Technologies in Germany – Technologies for Island, BVES 2017

Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., czerwiec 2018 r.

FLEX-E. Jak rozwiązać potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego, Forum Energii 2017.

Flexibility in the Power System. The need, opportunity and value of flexibility, DNV GL, White Paper 2017

France–Germany Study. Energy transition and capacity mechanisms, Artelys France, Paris 2015

Furbo S., Centralized and decentralized solar heating systems suitable for the future energy system. DTU of Denmark-Flexibility in thermal power plants. With a focus on existing coal-fired power plants, Agora Energiewende, 2017

Informacja o zasobach wytwórczych w KSE (wg stanu na 30.11.2017), [www.pse.pl](http://www.pse.pl)

Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 22/2018 przedstawiająca wykaz usług, o których mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy o rynku mocy, URE 2018

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, wersja 1.0, tekst obowiązujący od 3 marca 2017 r., [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju, tekst obowiązujący od 1 grudnia 2017 r., [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl)

Integrating Enhanced Dynamic Line Rating into the Real-time State Estimator Analysis and Operation of a Transmission Grid Increases Reliability, System Awareness and Line Capacity, CIGRE 2014



IRENA: Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017

Kacejko P i inni, System dynamicznego zarządzania zdolnościami przesyłowymi w systemach elektroenergetycznych. XVIII Konferencja Naukowa Aktualne problemy w elektroenergetyce APE'2017, Jastrzębia Góra, czerwiec 2017 r.

Kasztelewicz Z., Patyk M., Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski, „Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal” 2015, nr 4

Klepacki A., Potencjał kogeneracji we wspieraniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, Energoprojekt Katowice SA [b.d.]

Kornicki M., Aktualne aspekty prowadzenia ruchu KSE. VII Konferencji „Przyłączenie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym”, PTPIREE, Warszawa 2018

Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski 2017, Ministerstwo Energii, Warszawa grudzień 2017, wersja 1.6

Lazard's Levelized cost of storage analysis – version 3.0, listopad 2017 r.

Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+, Związek Przedsiębiorców I Pracodawców Sektora Energii, Warszawa 2017

Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową, IEn O/ Gdańsk 2016, [www.psew.pl/biblioteka/raporty](http://www.psew.pl/biblioteka/raporty)

Mróz M., Mikroinstalacje w sieci dystrybucyjnej – przyłączenie i współpraca z siecią, Tauron Dystrybucja, Warszawa 2015

Mróz M., Podsumowanie projektu gminnego obejmującego budowę 700 PV, Tauron Dystrybucja, Warszawa 2018

Nowy blok 1075 MW w Kozienicach. Dzisiaj uroczyste oddanie do użytku

[Osiem] 8 sposobów integracji OZE. Bezpieczeństwo systemu wobec wzrostu źródeł odnawialnych, Forum Energii 2017

Operators and Distribution System Operators After Implementation of ENTSO-E Grid Codes, „Acta Energetica”, 2015, nr 2

Papaefthymiou G., Grave K., Dragoon K., Flexibility options in electricity systems, Ecofys 2014.

Plan rozwoju elektromobilności w Polsce, Ministerstwo Energii, Warszawa 2016

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A, Konstancin-Jeziorna, 10 listopada 2015 r.

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego o przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018–2027, projekt, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A Konstancin-Jeziorna, styczeń 2018 r.

Polski sektor energetyczny 2050, Forum Energii, 2017 r.

Popczyk J., Potencjalna (fundamentalna) rola klastrów energii w transformacji (polskiej) energetyki, Konferencja: Bezpieczeństwo energetyczne – filary i perspektywy rozwoju, Rzeszów, kwiecień 2017 r.

Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016–2035, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A, Konstancin-Jeziorna, 20 maja 2016 r., [www.pse.pl/dokumenty](http://www.pse.pl/dokumenty)

Program rewitalizacji „Blok 200+”, zakres techniczny, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Warszawa, 26 października 2017 r.

Projekt polityki energetycznej Polski do 2050 roku. Wnioski z analiz prognostycznej na potrzeby projektu (prognoza KAPE), [www.gov.pl/energia/projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2050-roku-](http://www.gov.pl/energia/projekt-polityki-energetycznej-polski-do-2050-roku-)

Przybylski M., Wyzwania stojące przed KSE i jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., 2017

Przybylski M., Zapotrzebowanie na moc i potrzeby regulacyjne KSE. Konferencja naukowo-techniczna DUO-BIO

Niskoemisyjne innowacyjne technologie rekonstrukcji elektrowni węglowych z blokami o mocy 200 MW, Warszawa, 6 grudnia 2016 r.

Raport URE dotyczący mocy zainstalowanej w OZE, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

Rasolomampionona D.D., Robak S., Chmurski P., Tomasik G., Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej, „Rynek Energii”, 2010, nr 4

Regulamin rynku mocy, Wersja przekazana do konsultacji publicznych (2018-01-19), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., [www.pse.pl/regulamin-ryнку-mocy](http://www.pse.pl/regulamin-ryнку-mocy)

Research on Energy Storage Technologies to Build Sustainable Energy Systems in the APEC Region, APEC Energy Working Group, czerwiec 2017 r.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, Dz. Urz. UE L 112/1.

Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania, Dz. Urz. UE L 31 2/6

Rynek mocy w liczbach, [www.pse.pl](http://www.pse.pl), certyfikacja ogólna 2018

Smart Grid w Polsce, Konferencja Komitetu Światowej Rady Energetycznej, Ministerstwo Rozwoju, 31 maj 2017 r.

Smyk A., Pietrzyk Z., Czy w Polsce istnieje realna szansa na chłód z central zasilanych ciepłem systemowym, „Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja” 2010, nr 11

Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r., Warszawa, kwiecień 2018 r.

52 State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, Komisja Europejska, Bruksela, 7.2.2018 C(2018) 601 final

Stromsather J., Costa Rausa C.F., Mallet P., New and evolving DSO role for efficient DRES integration in distribution networks, „Cired Workshop” czerwiec 2014 r.

Support to R&D Strategy for battery based energy storage, Ecofys 2016 by order of: European Commission Directorate General Energy

Terlikowski P., Paska J., Metodyka wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowego KSE, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń transgranicznych, „Przegląd Elektrotechniczny”, 2018, nr 3

Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, Kancelaria Sejmu, tekst jednolity opracowany na podstawie Dz. U. 2015,poz. 478, 2365, 2016, poz. 925

Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, Dz. U. 2018, poz. 9

Wiktor-Sułkowska W., Renewable energy sources (RES): alternative possibilities, which could be implemented in Poland, Web of Conferences, SEED 2016

Wniosek. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, COM(2016) 864 final, 2016/0380 (COD), Bruksela, 23 lutego 2017 r.

Wojtarkowski P., Nowoczesne rozwiązania technologiczne wspierające modernizację elektroenergetyki, Ramboll Polska, Polska Energetyka 2050, konferencja wrzesień 2017 r.

Wojtczek A., Tendencje zmian wskaźników niezawodności krajowego systemu wytwarzania w latach 2000-2016, „Energetyka”, 2017, nr 11



## Strony internetowe

<https://blok5i6.pl/parametry-techniczne>

<https://globalwarmingisreal.com/2016/08/18/compressed-air-energy-storage/>

<http://inwestycjeenergetyczne.itc.pw.edu.pl/inwestycja/elektrownia-kozienice/#sekcja-finanse>

<https://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>

<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/>

<https://www.delta-ee.com/EMMES>

[www.pse.pl/](http://www.pse.pl/)

[www.pse.pl/biuro-prasowe/aktualnosci](http://www.pse.pl/biuro-prasowe/aktualnosci)

[www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics](http://www.50hertz.com/en/Grid-Data/Photovoltaics)

[www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl)

<https://wysokienapiecie.pl/>





Elastyczność krajowego systemu  
elektroenergetycznego.

Diagnoza, potencjał, rozwiązania.



**FORUM ENERGII**, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

[www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu)