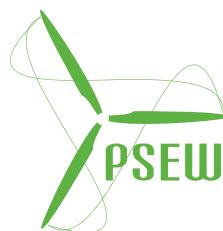

WSPÓŁPRACA KONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ WĘGLOWYCH I WIELKOSKALOWEGO OZE



RAPORT 2019





Janusz Gajowiecki

Prezes zarządu Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej

Najbliższe dekady w krajowej energetyce będą upływać pod znakiem wzrostu mocy zainstalowanej OZE. Przybywać będzie zwłaszcza turbin wiatrowych. Do kręcących się już w Polsce wiatraków o mocy 5,9 GW w tym roku dołączą kolejne farmy w efekcie aukcji przeprowadzonych w listopadzie 2018 r. W 2019 r. zapowiadana jest kolejna aukcja, a szanse na uzyskanie rządowego wsparcia dostanie część spośród gotowych do budowy projektów o łącznej mocy 3 GW. Za kilka lat do wiatraków na lądzie dołączą farmy na Bałtyku, które dziś choć są w fazie projektów, budzą duże zainteresowanie krajowych i zagranicznych inwestorów. Niebawem z Bałtyku będziemy odbierać 6 GW, a docelowo jest mowa nawet o 10 GW.

Równoległe będziemy świadkami zastępowania najstarszych źródeł węglowych nowoczesnymi blokami na czarne paliwo. Część pracujących dziś mocy konwencjonalnych przejdzie głęboką modernizację.

Bez względu na te fakty Polski nie ominą światowe trendy – stopniowa ewolucja w kierunku OZE na czele z wiatrem, produkujących coraz tańszą energię.

W polskich realiach moc bloków na węgiel nie będzie rosła. Z kolei moce odnawialne, przede wszystkim wiatrowe, wzrosną znacząco. Te dwa energetyczne światy są na siebie zdane jeszcze przez długie lata.

W raporcie radzimy, jak połączyć ogień z wodą, by współpraca wielkoskalowego OZE i konwencjonalnej energetyki węglowej układała się jak najlepiej.

Przy spójnym podejściu i całościowym potraktowaniu problemu jest to osiągalne.



Remigiusz Nowakowski

Prezes zarządu Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych

Struktura miksu energetycznego w Polsce będzie się zmieniać, w wyniku czego nastąpi stopniowe odejście od węgla na rzecz innych, mniej emisyjnych źródeł wytwarzania energii. Dlatego mówiąc o transformacji rodzimej energetyki, mówimy raczej o ewolucji niż rewolucji. Ta ostatnia byłaby wręcz niemożliwa ze względów zarówno technicznych, jak i ekonomicznych.

Bez wątplenia Polska będzie podążać za trendami globalnymi, rozwijając bazę wytwórczą w oparciu o odnawialne źródła energii. Jednocześnie jednak powinna w sposób najbardziej efektywny wykorzystać swoje zasoby konwencjonalne.

Czeka nas perspektywa współdziałania rosnących w siłę wielkoskalowych źródeł odnawialnych ze starszymi blokami podstawę systemu energetycznego – węgiel. Ich funkcja powinna stopniowo ewoluować, tak aby przystosowywać się do zmienności produkcji OZE. Efektywnie działające bloki węglowe w przyszłości powinny zmienić charakter na tzw. źródła podszczytowe, tj. pracujące z ograniczoną mocą i częściej zatrzymywane. Niektóre zadania regulacyjne z powodzeniem będą przejmować OZE. Jednak to źródła konwencjonalne będą wciąż w najbliższej przyszłości gwarantem bezpieczeństwa i elastyczności Krajowego Systemu Energetycznego. Dlatego tak ważne jest, by planując modernizację tych bloków zapewnić im techniczną zdolność do częstych przestojów i zwiększać możliwość pracy z mniejszym obciążeniem.

W naszym raporcie wykazujemy, że obecność OZE może się przyczynić do bardziej efektywnego wykorzystania i eksploatacji źródeł węglowych w takich granicach, jakie zostawi im ewolucja systemu energetycznego. Niemal pewne jest to, iż energetyka przyszłości będzie dążyć do ograniczania emisji i rozpraszania generacji. W odpowiednio zaprojektowanych warunkach regulacyjnych bloki wykorzystujące paliwa konwencjonalne, takie jak węgiel, będą niezbędnym elementem zmiany technologicznej w kierunku wyznaczanym przez megatrendy.

Jest mi niezmiernie miło oddać w Państwa ręce raport, w którym prezentujemy założenia koncepcji współpracy źródeł konwencjonalnych oraz OZE tak, aby transformacja energetyki w Polsce przebiegała z korzyścią dla nas – obywateli i konsumentów energii.

Spis treści

| | |
|---|-----------|
| WSTĘP | 4 |
| 1. UWARUNKOWANIA FUNKCJONALNE ENERGETYKI OPARTEJ NA PALIWACH KOPALNYCH, W SZCZEGÓLNOŚCI NA WĘGLU KAMIENNYM I BRUNATNYM | 7 |
| 1.1 CHARAKTERYSTYKA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO..... | 7 |
| 1.2 KRAJOWI WYTWÓRCY ENERGII ELEKTRYCZNEJ | 9 |
| 1.3 TECHNOLOGIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ..... | 11 |
| 1.4 INWESTYCJE W NOWE ŹRÓDŁA WĘGLOWE | 11 |
| 1.5 ROZWÓJ KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO | 12 |
| 1.6 PRZYSZŁOŚĆ ENERGETYKI WĘGLOWEJ W POLSCE | 13 |
| 1.7 PERSPEKTYWY ROZWOJU SEKTORA WĘGLOWEGO W POLSCE | 14 |
| 1.8 WNIOSKI | 17 |
| 2. UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ W POSZCZEGÓLNYCH SEGMENTACH | 19 |
| 2.1 ROZWÓJ ENERGETYKI WIATROWEJ NA ŚWIECIE..... | 19 |
| 2.2 ROZWÓJ ENERGETYKI WIATROWEJ W POLSCE | 19 |
| 2.3 ROZWÓJ MORSKIEJ ENERGETYKI WIATROWEJ NA ŚWIECIE | 20 |
| 2.4 ROZWÓJ TECHNOLOGII W WYTWARZANIU TURBIN WIATROWYCH | 21 |
| 2.5 NAJWIĘKSZE PROJEKTY FARM WIATROWYCH NA ŚWIECIE, W EUROPIE I W POLSCE | 21 |
| 2.6 OSIĄGNIĘCIA POLSKIEJ ENERGETYKI WIATROWEJ W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ | 23 |
| 2.7 MOC CAŁKOWITA A WSPÓŁCZYNNIK WYKORZYSTANIA MOCY ELEKTROWNI WIATROWYCH..... | 23 |
| 2.8 PROGNOZA KOSZTÓW WYTWORZENIA ENERGII DLA ENERGETYKI WIATROWEJ | 24 |
| 2.9 WPŁYW ENERGETYKI WIATROWEJ NA CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ I REDUKCJĘ EMISJI DWUTLENKU WĘGLA | 27 |
| 2.10 STOCHASTYCZNY CHARAKTER WYTWARZANIA ENERGII ELEKTROWNI WIATROWYCH A BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMU | 27 |
| 2.11 PROGNOZOWANIE ENERGII Z WIATRU | 28 |
| 2.12 WSPÓŁPRACA OZE Z POLSKIM PRZEMYSŁEM | 30 |
| 2.13 WNIOSKI | 31 |
| 3. ANALIZA KOMPLEMENTARNOŚCI ENERGETYKI WĘGLOWEJ I WIATROWEJ | 33 |
| 3.1 CHARAKTER MOCY I PARAMETRY KONTROLOWANE W KSE | 33 |
| 3.2 SKŁADOWA STAŁA I ZMIENNA ZAPOTRZEBOWANIA DOBOWEGO NA ENERGIĘ | 33 |
| 3.3 WSPÓŁPRACA ELEKTROWNI KONWENCJONALNYCH I ELEKTROWNI WIATROWYCH | 35 |
| 3.4 WSPÓŁPRACA RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ GENERACJI W ZMIENNYCH UWARUNKOWANIACH POGODOWYCH | 36 |
| 3.5 WSPÓŁPRACA KSE Z SIECIAMI ENERGETYCZNYMI KRAJÓW OŚCIENNYCH | 37 |
| 3.6 TOPOGRAFIA KSE I OTOCZENIA | 38 |
| 3.7 MOŻLIWOŚCI REGULACYJNE W KSE | 39 |
| 3.8 ELASTYCZNOŚĆ BLOKÓW ENERGETYCZNYCH | 41 |
| 3.9 WNIOSKI | 45 |
| 4. ANALIZA ŁAŃCUCHA WARTOŚCI ENERGETYKI WIATROWEJ POD KĄTEM POTENCJAŁU POLSKIEGO PRZEMYSŁU | 49 |
| 4.1 ANALIZA ŁAŃCUCHA WARTOŚCI ENERGETYKI WIATROWEJ | 52 |
| 4.1.1 Projektowanie i planowanie | 52 |
| 4.1.2 Produkcja turbiny | 53 |
| 4.1.3 Produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów | 53 |
| 4.1.4 Prace instalacyjne | 55 |
| 4.1.5 Eksploatacja (O&M) | 55 |
| 4.2 IDENTYFIKACJA POTENCJAŁU PRZEMYSŁOWEGO I USŁUGOWEGO NA TERENIE POLSKI | 55 |
| 4.3 POLSKI EKSPORT NA ZAGRANICZNE RYNKI OFFSHORE..... | 59 |
| 4.4 PRZYKŁADY ISTNIEJĄCEGO POTENCJAŁU W POLSCE – CASE STUDIES WYBRANYCH PRZEDSIĘBIORSTW..... | 60 |
| 5. SYSTEMOWE I MAKROEKONOMICZNE SKUTKI ROZWOJU ZRÓWNOWAŻONEJ PROEKOLOGICZNE ENERGETYKI | 63 |
| 5.1 SKUTKI DLA ZATRUDNIENIA | 63 |
| 5.2 SKUTKI DLA ROZWOJU GOSPODARCZEGO (PKB I INNYCH WSKAŹNIKÓW MAKRO, PRODUKCJI I DOCHODU) | 64 |
| 5.3 WPŁYW ROZWOJU PRZEMYSŁU ENERGETYKI ODNAWIALNEJ NA GOSPODARKĘ GÓRNEGO ŚLĄSKA | 66 |
| 6. FINANSOWANIE NAKŁADÓW I KOSZTÓW TRANSFORMACJI SYSTEMU ENERGETYCZNEGO | 69 |
| 6.1 EUROPEJSKI SYSTEM HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO ₂ | 69 |
| 6.2 FUNDUSZE EUROPEJSKIE | 70 |
| 6.3 PROGRAM NORWESKI MECHANIZM FINANSOWY I EOG | 70 |
| 6.4 COAL REGION IN TRANSITION PLATFORM | 71 |
| 6.5 OGRANICZENIA W FINANSOWANIU INWESTYCJI WĘGLOWYCH | 71 |
| 7. PODSUMOWANIE | 73 |
| KONFERENCJA W MINISTERSTWIE ENERGII | 77 |

Wstęp

Zarówno polski, jak i europejski sektor energetyczny przechodzą od kilku lat głęboką transformację związaną ze zmniejszeniem ogólnego udziału energetyki konwencjonalnej opartej na węglu na rzecz nowych technologii, w tym zwłaszcza energii ze źródeł odnawialnych. Ponadto transformacja ta przebiega od wytwarzania scentralizowanego w stronę technologii rozproszonych oraz od dostarczania odbiorcom końcowym wyłącznie energii w kierunku łączenia z nią innowacyjnych produktów i usług. Odbiorcy energii elektrycznej stają się prosumentami przyłączonymi do sieci i wytwarzającymi coraz większą ilość energii. Dużego znaczenia nabiera również rozwój technologii towarzyszących – systemów inteligentnego opomiarowania oraz aplikacji mobilnych – dzięki którym odbiorcy zyskują większą świadomość zużycia energii elektrycznej i są w stanie skutecznie nim zarządzać.

Odnawialne źródła energii stają się coraz bardziej opłacalne. Pomimo mniejszego wsparcia zaczynają konkurować na rynku z tradycyjnymi technologiami, co z kolei napędza rozwój i innowacje. Dalszy rozwój technologii OZE, w tym udoskonalanie urządzeń i systemów magazynowania energii, może usunąć jedną z głównych przeszkód w jej upowszechnieniu, jaką jest niestabilność. Energia stanowi i permanentnie stanowić będzie kluczowy czynnik rozwoju gospodarczego. W związku z tym zmiany zachodzące w tym sektorze w istotny sposób wpłyną na wzrost gospodarczy, bezpieczeństwo energetyczne oraz jakość życia społeczeństwa.

Przykładem takich zmian mogą być Chiny, gdzie w styczniu 2017 r. Narodowy Urząd Energetyczny (NUE) wstrzymał budowę ponad 100 elektrowni węglowych o łącznej mocy ok. 120 GW w 13 prowincjach kraju, przy czym połowa tych projektów była już w trakcie realizacji. W 2017 r. Pekin, który słynie z fatalnego powietrza, zamknął swoją ostatnią elektrownię węglową i ogłosił się pierwszym chińskim miastem zasilanym wyłącznie czystą energią.

Odwrót od węgla staje się powszechnym trendem w krajach rozwiniętych. To m.in. dlatego światowe emisje CO₂ od trzech lat nie rosną. W USA udział węgla w wytwarzaniu elektryczności spadł z 53% w 1997 r. do 32% w 2016. W lutym 2017 r. operatorzy ogłosili plany zamknięcia największej elektrowni węglowej w zachodnich Stanach Zjednoczonych – 2250-megawatowej Navajo Generating Station w Arizonie.

Kolejny przykład to Wielka Brytania, w której proces zmian następował powoli. Rozpoczął się we wczesnych latach 50., od stopniowego spadku wydobywania w kopalniach, który znacznie przyspieszył w latach 80. Brytyjskie kopalnie wydobywały kiedyś większość światowego węgla. Ostatnie z nich zamknięto w 2015 r. Przez krótki czas niewielkie zapotrzebowanie zaspokajano importem z Rosji i Kolumbii. Jednak w ciągu ostatnich pięciu lat spalanie jakiegokolwiek węgla stało się coraz mniej opłacalne. Brytyjska sieć energetyczna w pierwszej kolejności kupuje energię odnawialną i jądrową. Źródła te są najtańsze po części na skutek wprowadzenia opłaty węglowej i systemu cen gwarantowanych. Kiedy w 2015 r. rząd podwoił stawkę podatku węglowego, energia z gazu stała się tańsza niż z węgla, ponieważ jego spalanie powoduje dwukrotnie mniejszą emisję CO₂. Obecnie gaz zaspokaja 1/3 krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Decydującym czynnikiem w tym przypadku okazały się instalacje OZE. Wielka Brytania stała się prekursorem wielkich morskich farm wiatrowych, których pojedyncze turbiny mają moc do 8 MW. Cena energii z takich farm spadła w ciągu zaledwie dwóch ostatnich lat aż o połowę i jest teraz tańsza od energii zarówno z atomu, jak i gazu. Rok 2016 był pierwszym w historii, kiedy poziom produkcji energii z wiatru przekroczył poziom energii generowanej z węgla. Według brytyjskiego ministra energetyki inwestycje w instalacje wiatrowe osiągną w ciągu najbliższych czterech lat poziom 17,5 mld funtów. Natomiast w 2016 r., w ciągu 6-miesięcznego okresu od kwietnia do września, słońce dostarczyło więcej energii niż węgiel.

Schyłek wysokoemisyjnych źródeł w Wielkiej Brytanii odzwierciedla trend panujący w Europie, gdzie w ciągu ostatniej dekady udział węgla w produkcji energii elektrycznej spadł o 10%. Na przykład Francja zamknie swoją ostatnią elektrownię węglową do 2023 r. Po drugiej stronie są z kolei elektrownie wiatrowe, których roczna produkcja od 2014 r. wzrosła prawie dwukrotnie z ok. 58 TWh do ponad 111 TWh. W latach 2014-2018 w Niemczech odnotowano także zdecydowany przyrost produkcji ze źródeł fotowoltaicznych od prawie 9,7 TWh do 45,8 TWh i gazowych od 8,9 TWh do 40 TWh.

Biorąc pod uwagę powyższe czynniki, należy stwierdzić, że świat energetyki przeszedł ogromną metamorfozę, a w przyszłości będzie wyglądał jeszcze zupełnie inaczej. W związku z tym postanowiliśmy przygotować niniejszy raport. Opracowanie to ma za zadanie pokazać, że odnawialne źródła energii, w szczególności elektrownie wiatrowe, dzisiaj nie są już konkurencją dla tradycyjnie postrzeganej energetyki węglowej, ale w rzeczywistości stanowią jej uzupełnienie, a nadchodzące zmiany w sektorze energetycznym pokażą, że te dwie technologie w procesie transformacji mogą się znakomicie uzupełniać. Postanowiliśmy zatem przygotować podsumowanie stanu obecnego polskiej energetyki ze szczególnym uwzględnieniem sektorów węglowego i wiatrowego. Niniejszy raport wskazuje, że polski rynek energii jest w fazie głębokiej transformacji i pozostawienie obecnego status quo jest praktycznie niemożliwe. Jednocześnie poddajemy analizie możliwe warianty współpracy tych dwóch technologii, teoretycznie niemających ze sobą nic wspólnego.

Chcemy też pokazać, że źródła węglowe i odnawialne mogą się uzupełniać nie tylko w warstwie technicznej, lecz również gdy weźmie się pod uwagę rynek pracy i rozwój gospodarczy. Dotychczas to energetyka węglowa była postrzegana jako sektor gwarantujący dobrze płatne i stabilne miejsca pracy, natomiast energetyka wiatrowa jako branża, która je zabiera. W rzeczywistości jest zupełnie na odwrót. Dzisiaj sektor odnawialnych źródeł energii jest jednym z najszybciej rozwijających się sektorów gospodarki, tworząc nowe, stabilne i dobrze płatne, a przede wszystkim innowacyjne, miejsca pracy. Dlatego szczególną pozycję w raporcie stanowią rozdziały pokazujące cały łańcuch wartości energetyki wiatrowej pod kątem potencjału polskiego przemysłu oraz makroekonomicznych skutków rozwoju tego sektora.

Reasumując, autorzy pragną, aby niniejsza publikacja stanowiła dowód na to, że współpraca źródeł wiatrowych i węglowych staje się dzisiaj faktem i jest w stanie zapewnić stabilne i bezpieczne funkcjonowanie systemu energetycznego w okresie jego transformacji.

Uwarunkowania funkcjonalne energetyki opartej na paliwach kopalnych, w szczególności na węglu kamiennym i brunatnym

1. UWARUNKOWANIA FUNKCJONALNE ENERGETYKI OPARTEJ NA PALIWACH KOPALNYCH, W SZCZEGÓLNOŚCI NA WĘGLU KAMIENNYM I BRUNATNYM

1.1 CHARAKTERYSTYKA KRAJOWEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

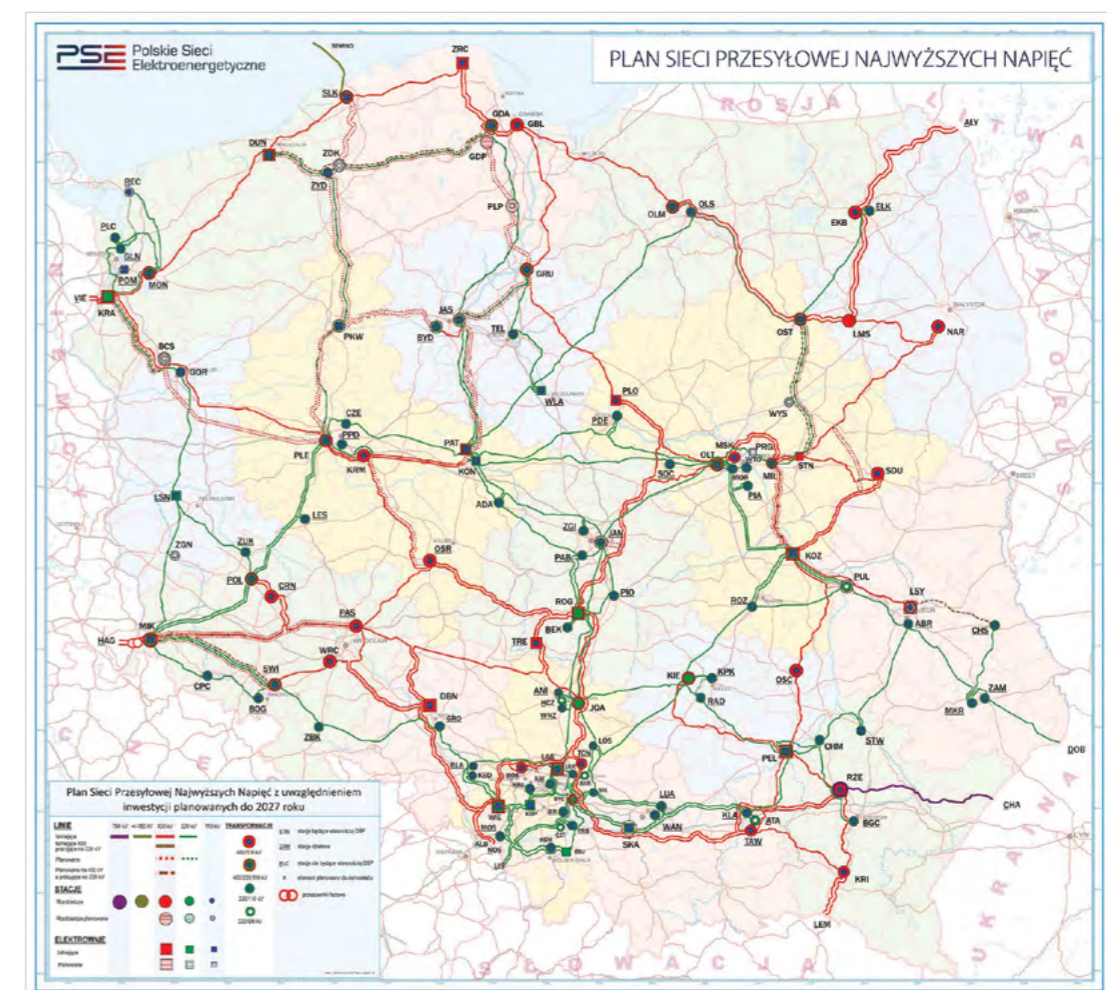
Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) składa się z urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłania, dystrybucji (rozdziálu), magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą w układ umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany.

Większość energii elektrycznej w Polsce wytwarzana jest w elektrowniach ciepłych opalanych węglem brunatnym albo kamiennym. Natomiast dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców realizowane jest dzięki rozległej sieci linii i stacji elektroenergetycznych. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej związane są ze stratami, których zmniejszanie polega przede wszystkim na podwyższaniu napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych. Zależnie od odległości, na jakie ma być przesyłana energia, różne są wartości stosowanych napięć. W Polsce wynoszą one:

- 220-400 kV (najwyższe napięcia), w przypadku przesyłu na duże odległości,
- 110 kV (wysokie napięcie), w przypadku przesyłu na odległości nieprzekraczające kilkudziesięciu kilometrów,
- 10-30 kV (średnie napięcia), stosowane w lokalnych sieciach dystrybucyjnych.

Operator Systemu Przesyłowego (OSP), którym jest państwowe przedsiębiorstwo Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE SA), realizuje swoje zadania w oparciu o posiadaną sieć przesyłową najwyższych napięć, którą tworzy (stan na 1 stycznia 2018 r.):

- 258 linii o łącznej długości 14 195 km, w tym:
 - 106 stacji najwyższych napięć (NN),
 - podmorskie połączenie stałoprądowe (DC) 450 kV Polska-Szwecja o całkowitej długości 254 km (z czego 127 km należy do PSE SA).



Rysunek 1. Plan sieci przesyłowej najwyższych napięć

Źródło: <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/plan-sieci-elektroenergetycznej-najwyzszych-napiec>

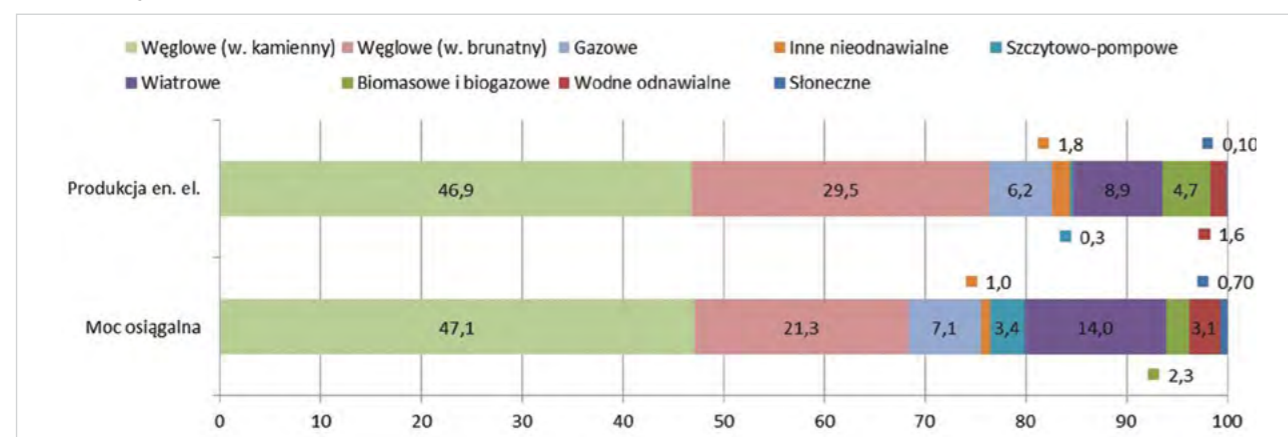
Bilans energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wg stanu na 31 grudnia 2017 r. jest następujący:

- produkcja energii netto: 157,1 TWh,
 - ze źródeł nieodnawialnych: 133,1 TWh,
 - ze źródeł odnawialnych: 23,9 TWh,
- saldo wymiany transgranicznej: 2,3 TWh,
 - import: 13,3 TWh,
 - eksport: 11,0 TWh,
- zużycie energii netto (z pompowaniem): 159,4 TWh.

Natomiast struktura mocy w KSE przedstawiała się w 2017 r. następująco:

- moc osiągalna netto 40,4 GW, w tym:
 - źródła nieodnawialne: 32,2 GW,
 - źródła odnawialne: 8,2 GW,
- maksymalne zapotrzebowanie brutto: 26,32 GW w dniu 28 lutego 2017 r., godz. 18.30.

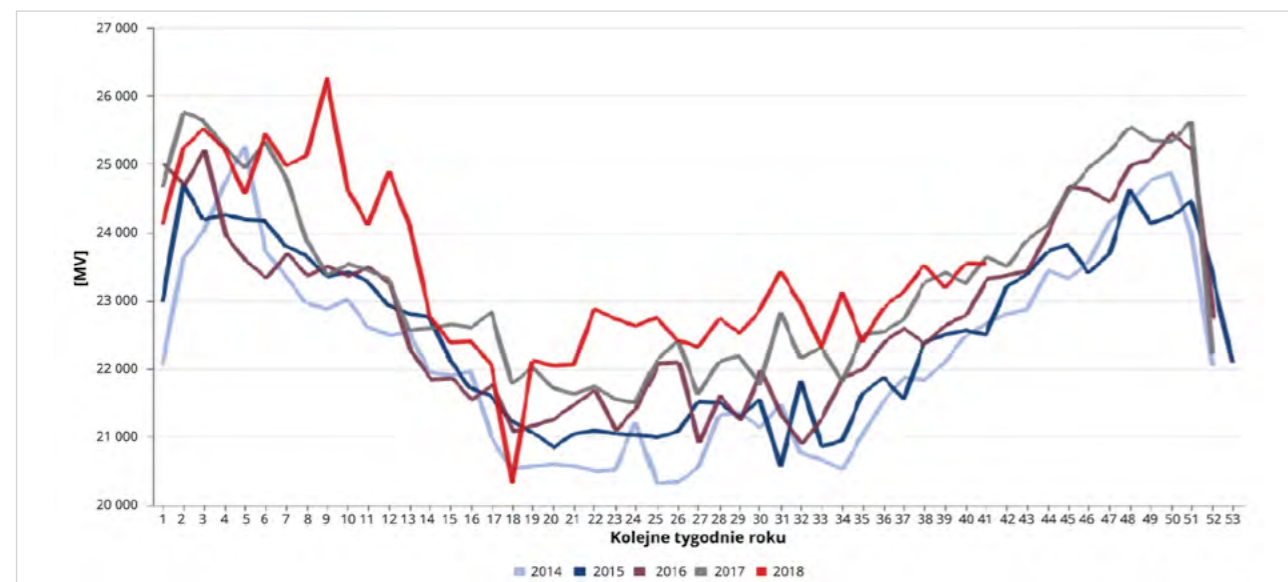
Poniższy rysunek przedstawia strukturę produkcji energii elektrycznej oraz mocy osiągalnej w KSE. Zarówno produkcja energii, jak i moc osiągalna oparte są na paliwach kopalnych – węglu brunatnym i kamiennym.



Rysunek 2. Udział (%) źródeł wytwórczych w produkcji energii elektrycznej netto oraz mocy osiągalnej w 2017 r.

Źródło: PSE SA

Od kilku lat daje się również zauważyć tendencja stałego wzrostu zapotrzebowania na moc w KSE, i to nie tylko w szczytach zimowych, ale również w letnich.

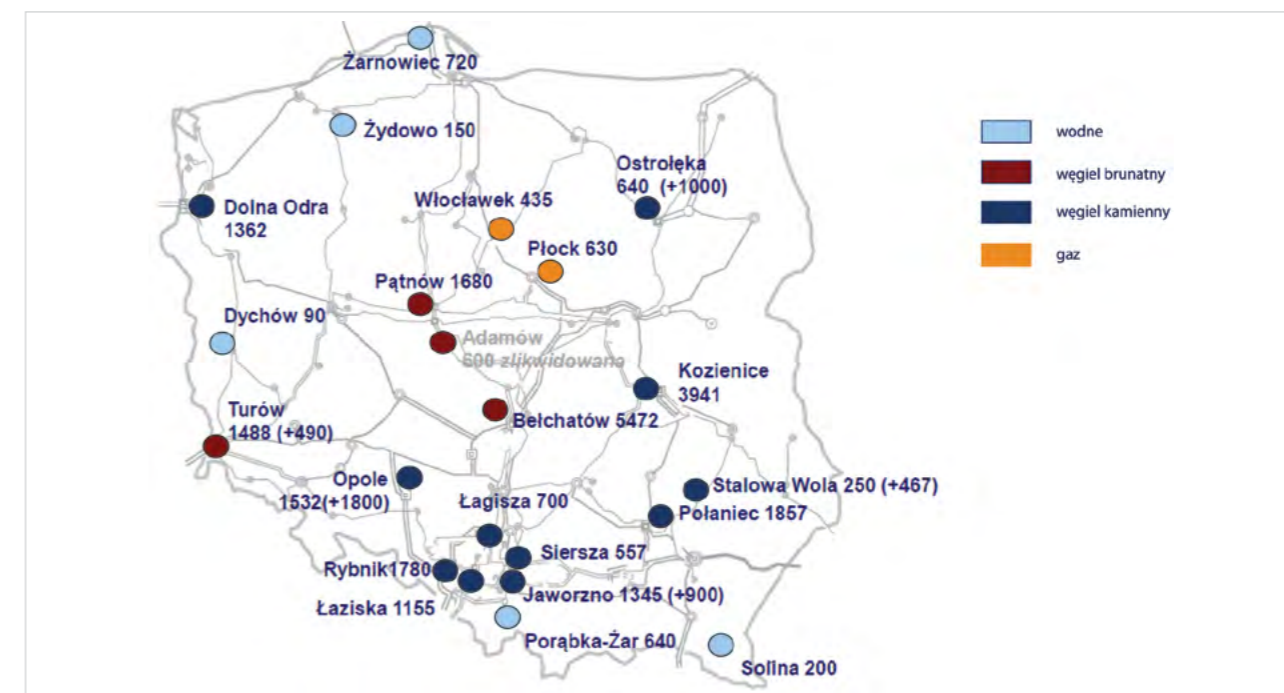


Rysunek 3. Średnie tygodniowe wartości krajowego szczytowego zapotrzebowania na moc w dniach roboczych w latach 2014-2018

Źródło: PSE SA

1.2 Krajowi wytwórcy energii elektrycznej

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, który jest oparty głównie na elektrowniach opalanych węglem, łączna moc zainstalowana przekroczyła już 41 GW. W sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dominują duże elektrownie i elektrociepłownie zawodowe wykorzystujące paliwa kopalne. W 2016 r. ich łączny udział w mocy zainstalowanej w KSE wyniósł 70,3%.



Rysunek 2. Lokalizacja elektrowni systemowych w KSE

Źródło: PSE SA

W 2016 r. energia elektryczna na potrzeby KSE wytwarzana była w:

- 14 elektrowniach zawodowych opalanych węglem kamiennym,
- 6 elektrowniach zawodowych opalanych węglem brunatnym,
- 28 elektrociepłowniach opalanych węglem kamiennym,
- 15 elektrowniach i elektrociepłowniach na biomasę (w tym w źródłach hybrydowych),
- 5 elektrociepłowniach wykorzystujących jako paliwo gaz ziemny.

Pozostałe podmioty działające w sektorze wytwarzania energii elektrycznej to elektrociepłownie przemysłowe oraz inne odnawialne źródła energii.

W 2016 r. blisko 88% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni zawodowych, które opalane są paliwami kopalnymi – węglem kamiennym i brunatnym. Możemy wyróżnić następujące rodzaje bloków energetycznych wytwarzających energię elektryczną: 120, 200, 360, 500 i powyżej 800 MW (858 w El. Bełchatów i 1075 w El. Koźnice).

Zgodnie z danymi, które zawiera przygotowane w 2017 r. przez ministra energii „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.” w krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2015 r. pracowało 339 turbozespołów, z czego 182 jest w eksploatacji już ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 20 455 MW, co przekłada się na 66,6% udziału w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat te wartości wynoszą odpowiednio 7263 MW oraz 23,65%. Bloki oddane do eksploatacji w ciągu ostatnich pięciu lat stanowią zaledwie 4,34% (1334 MW). Struktura wieku kotłów energetycznych zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych wygląda podobnie. Liczba zainstalowanych urządzeń wynosi 358, z czego 257 to jednostki ponad 30-letnie, co stanowi niemal 72%.

Powyższe statystyki świadczą o starzejącym się majątku wytwórczym energetyki zawodowej. Taki stan rzeczy wynika m.in. z niewielkiej liczby inwestycji w nowe moce wytwórcze w ostatnich latach. Kolejną

przyczyną są przedłużające życie urządzeń liczne modernizacje najstarszych bloków energetycznych. Sytuacja może ulec zmianie po oddaniu do eksploatacji budowanych obecnie dużych bloków węglowych, które zastąpią w przyszłości najstarsze jednostki.

Natomiast największy procentowy wzrost mocy zainstalowanej widoczny jest w sektorze odnawialnych źródeł energii. Na koniec grudnia 2016 r. moc zainstalowana w OZE wyniosła 8018,6 MW, z czego około 72,1% osiągnęły elektrownie wiatrowe, 12,3% elektrownie wodne, 10,6% elektrownie biomasowe, 2,8% elektrownie biogazowe i 2,3% fotowoltaika. Dla energetyki wiatrowej rekordowym rokiem przyrostu mocy był 2015 r., w którym przybyło 1019 MW. W 2016 r. przyrost mocy OZE był nieznacznie mniejszy (981,8 MW).

Struktura wiekowa KSE powoduje, że w najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. Według scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych przedstawionego przez PSE SA, który zakłada także wycofania ze względu na planowane wdrożenie konkluzji wprowadzających nowe standardy emisyjne BAT, do 2035 r. niezbędne będzie wyłączenie ponad 20 GW źródeł wytwórczych. Z końcem 2017 r. wycofana została z eksploatacji Elektrownia Adamów (5 x 120 MW), w kolejnych latach wycofane z eksploatacji mają być m.in. bloki w: Bełchatowie (2 x 370 MW), Łagiszy (240 MW), Łaziskach (2 x 125 MW), Sierszy (251 MW) i Stalowej Woli (250 MW). W poniższej tabeli zaprezentowano plany wycofań bloków energetycznych, wynikających z ich planowanej żywotności, w perspektywie 2030 r.

| Lata | | | |
|------------------------------|--------------|--------------------|--------------|
| 2016-2020 | | 2021-2030 | |
| Elektrownia | MW | Elektrownia | MW |
| Adamów B1-B5 (od 01.01.2018) | 600 | Jaworzno III B1-B6 | 1350 |
| Bechatów B1-B2 (od 2018) | 740 | Kozienice B4-B6 | 675 |
| Dolna Odra B1-B2 (od 2020) | 454 | Łaziska B9-B12 | 905 |
| Kozienice B1-B3 | 660 | Ostrołęka B1, B3 | 447 |
| Łagisza B6-B7 (od 2019) | 240 | Połaniec B1-B2 | 450 |
| Łaziska B1-B2 (od 2019) | 250 | Rybnik B1-B4 | 900 |
| Ostrołęka B2 | 200 | | |
| Pątnów 1 B2, B4 (od 2019) | 400 | | |
| Siersza B3, B6 (od 2020) | 251 | | |
| Skawina B3-B6 | 440 | | |
| Stalowa Wola B7-B8 (od 2020) | 250 | | |
| Żerań B1-B4 | 244 | | |
| Razem | 4 729 | | 4 727 |

Tabela 1. Harmonogram wycofań bloków energetycznych w perspektywie 2030 r.

Źródło: Radosław Szczerbowski, Wyzwania polskiego sektora wytwórczego do 2030 roku, Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, rok 2018, nr 102, s. 203-216.

Obecnie krajowy sektor wytwórczy przechodzi proces transformacji. Ma się do niej przyczynić wprowadzony w grudniu 2017 r. mechanizm rynku mocy, który zgodnie z założeniami pozwoli inwestorom na podjęcie przez nich decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych.

W ostatnich latach oddanych zostało do użytku kilka inwestycji energetycznych. Wśród nich można wymienić:

- elektrociepłownię gazową w Toruniu o łącznej mocy cieplnej 357,6 MW oraz mocy elektrycznej 106 MW;
- blok gazowo-parowy o mocy 463 MW we Włocławku;
- blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 596 MW i cieplnej 520 MW w Płocku;
- nowy blok o mocy 1075 MW w El. Kozienice.

Łącznie zasoby krajowego sektora wytwórczego w 2017 r. wzrosły o ponad 2300 MW.

1.3 Technologie wytwarzania energii elektrycznej

Obecnie w Polsce stosowane są poniższe klasy bloków energetycznych:

| Blok | Liczba [szt.] | Moc zainstalowana [MW] |
|-----------------------|---------------|------------------------|
| 120 MW | 15 | 1876 |
| 200 MW | 55 | 12 519 |
| 360 MW | 16 | 5932 |
| 500 MW (w tym 460 MW) | 4 | 2044 |
| Powyżej 800 MW* | 2 | 1970 |

Tabela 2. Klasy bloków energetycznych stosowane w Polsce

Źródło: Statystyka elektroenergetyki polskiej 2016, ARE SA, opracowanie własne (*uwzględniono nowy blok 1075 MW w El. Kozienice).

W większości są to bloki pyłowe opalane węglem w wieku 30 lub więcej lat. Jednak na skutek modernizacji – turbiny (zarówno najpopularniejszych bloków 200 MW, jak i 360 oraz 500 MW) stały się efektywniejsze, kotły zostały dogłębnie wyremontowane, a systemy automatyki należą do klasy światowej – parametry dyspozycyjności tych bloków są na przyzwoitym poziomie. Kwestiami problematycznymi w ich przypadku są raczej dawna konstrukcja i parametry technologiczne, które odbiegają od dzisiejszych standardów i ostatecznie powodują mniejszą sprawność. Bloki o parametrach pary 13 MPa ciśnienia i 535/535°C temperatury (bloki 200 MW), 18,3 MPa i 540°C (bloki 360 MW) pozwalają na osiągnięcie maksymalnej sprawności 37%, podczas gdy w najlepszych obecnie europejskich rozwiązaniach, nawet przy w miarę umiarkowanych parametrach (jak blok 858 MW w Bełchatowie) 26,6 MPa, 554/582°C, można z łatwością osiągnąć wskaźnik 42% i więcej.

Dlatego właśnie nowe inwestycje w bloki energetyczne opalane paliwami kopalnymi są realizowane z wykorzystaniem nowoczesnych wysokosprawnych technologii wytwarzania energii elektrycznej – są to bloki na parametry nadkrytyczne lub ultranadkrytyczne. Nadkrytyczne parametry pary umożliwiają osiągnięcie wysokiej sprawności obiegu cieplnego elektrowni. Dzięki zwiększeniu sprawności (w przedziale 42-46%) bloki takie spalają mniej węgla i emitują mniej CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produkowanej mocy. Są to bloki dużych mocy (rzędu 900-1000 MW), które charakteryzują się też większym zakresem regulacji w zakresie 40-100% obciążenia) oraz krótszymi czasami rozruchów.

1.4 Inwestycje w nowe źródła węglowe

Dla zabezpieczenia naszego kraju w kolejnych dekadach w wystarczającą ilość stabilnych źródeł energii elektrycznej obecnie w fazie budowy jest siedem dużych bloków energetycznych:

- blok 449 MW, gazowo-parowy, w Elektrociepłowni Stalowa Wola (2019 r.),
- blok 496 MW, opalany węglem brunatnym, w Elektrowni Turów (2018 r.),
- 2 bloki po 900 MW, opalane węglem kamiennym w Elektrowni Opole (2019 r.),
- blok 910 MW, opalany węglem kamiennym w Elektrowni Jaworzno III (2019 r.),
- blok gazowo-parowy 490 MW w Elektrociepłowni Żerań (2020 r.),
- blok 1000 MW, opalany węglem kamiennym w Elektrowni Ostrołęka (2023 r.) – 29 grudnia 2018 r. zarząd Elektrowni Ostrołęka wydał polecenie rozpoczęcia prac.

Nowe inwestycje w wytwarzanie dają zatem moc przyłączoną do systemu na poziomie ponad 5100 MW, co rekompensuje założony harmonogram wycofań bloków. Dodatkowo w grudniu 2017 r. oddano do eksploatacji największy blok energetyczny w Polsce – Kozienice 1075 MW. Koszt ich budowy pochłonie ponad 36 mld zł. Nowe bloki będą w stanie pokryć jedynie około 20% szczytowego zapotrzebowania na moc w kraju. Zatem, aby zapewnić odbiorcom w pełni wystarczalny poziom bezpieczeństwa dostaw energii, konieczne jest podjęcie decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych.

Biorąc pod uwagę liczbę obecnie pracujących bloków 200 MW (ponad 50 bloków) i dotychczasowy czas ich pracy oraz uwzględniając wymagania środowiskowe płynące głównie z Dyrektywy o emisjach przemysłowych, w najbliższym czasie należy jednoznacznie odpowiedzieć na pytanie, czy należy przeprowadzić ich modernizację, czy raczej zastępować je nowymi mocami, np. stabilnymi OZE jak energetyka wiatrowa na morzu.

1.5 Rozwój Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Rozwój społeczny i gospodarczy kraju wiąże się z koniecznością zapewnienia odbiorcom podstawowych potrzeb, do których m.in. zalicza się zaopatrzenie w energię elektryczną.

Rozbudowa i modernizacja sieci stanowi główny i najbardziej efektywny kosztowo sposób na stworzenie w systemie przestrzeni dla zmiennych źródeł energii odnawialnej, zanim sięgnie się po inne środki wspierania elastyczności systemu. Sieci energetyczne są kluczowe, jeśli chodzi o przepływ energii oraz bilansowanie popytu i podaży energii elektrycznej na obszarze kraju. Operator systemu przesyłowego oraz pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych są natomiast podmiotami, od których zależą rozwój i modernizacja całego systemu.

Około 80% linii 220 kV, 56% linii 400 kV oraz 34% podstacji w Polsce ma ponad 30 lat i wymaga znaczących inwestycji. Na poziomie sieci dystrybucyjnych sytuacja jest podobna. Średnia wieku wynosi 30 lat, a amortyzacja sięga 75%. Oprócz wyzwań związanych ze starzeniem się sieci i jakością dostaw, dodatkową presję na pracę systemu energetycznego wywierają czynniki zewnętrzne, w szczególności rosnąca generacja energii z OZE.

Inwestycje w infrastrukturę przesyłową mają na celu przede wszystkim:

- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,
- przyłączenie i wyprowadzenie mocy z nowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i odnawialnych, w tym farm wiatrowych),
- rozwój europejskiego rynku energii i połączeń transgranicznych,
- modernizację istniejącej infrastruktury z uwagi na jej wiek i stan.

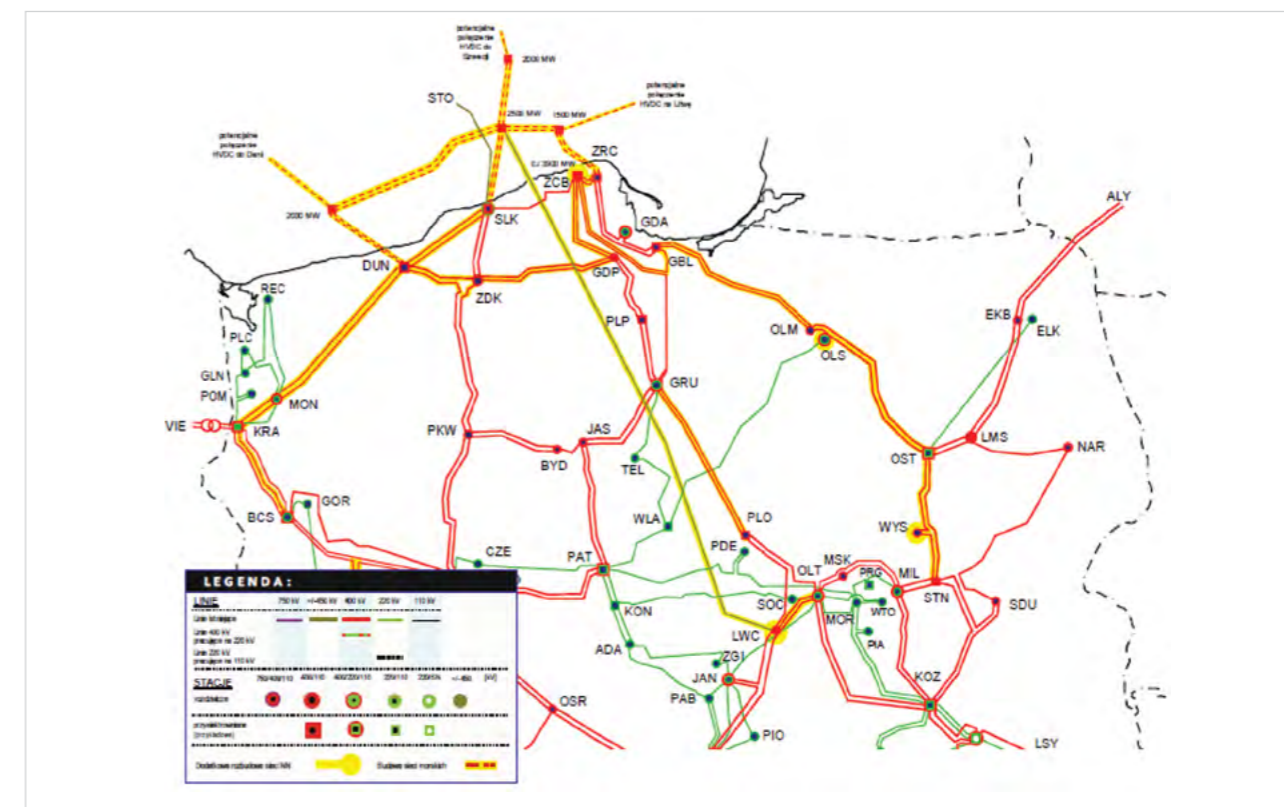
Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej przedstawiony przez PSE SA zakłada, że w latach 2016-2025 zostaną poniesione nakłady inwestycyjne rzędu 13 mld zł. Na te inwestycje składa się budowa 4150 km torów prądowych linii 400 kV, 150 km torów prądowych linii 220 kV oraz modernizacja 2270 km torów prądowych linii 400 kV.

Dodatkowe inwestycje w linie wysokiego napięcia, zgodnie z „Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025”, planowane są głównie na zachodzie i północy kraju, co jest przykładem inwestycji w infrastrukturę przesyłową, która umożliwi integrację zmiennych OZE, w tym elektrowni wiatrowych.

Dla rozpatrywania kierunków rozwoju sieci przesyłowej w dalszym horyzoncie czasowym ważna jest budowa sieci elektroenergetycznych na morzu. Scenariusz taki jest ściśle związany z perspektywą rozwoju energetyki morskiej w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej, w tym w szczególności dalszego rozwoju morskich farm wiatrowych.

Zgodnie z Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, opracowanym przez PSE SA w 2015 r., planowana do przyłączenia do KSE moc morskich farm wiatrowych wynosi 2250 MW (na podstawie zawartych umów o przyłączenie). Wielkość ta nie stanowi jeszcze podstawy do budowy morskich sieci przesyłowych na obszarze Morza Bałtyckiego.

Jednak biorąc pod uwagę analizy w zakresie ewentualnego gospodarczego wykorzystania polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej, które wskazują, że realny potencjał sektora offshore wynosi ok. 7,5 GW, rozpatrywanie takiego kierunku rozbudowy sieci przesyłowej jest uzasadnione.



Rysunek 5. Zakres rozbudowy sieci przesyłowej wymaganej dla przyłączenia EJ o mocy zainstalowanej 3,9 GW oraz MFV o mocy 8 GW

Źródło: PSE SA

1.6 Przyszłość energetyki węglowej w Polsce

W 2017 r. udział elektrowni zawodowych wykorzystujących węgiel kamienny w ogólnej produkcji prądu w Polsce spadł rok do roku o 1,8% i wyniósł 47,1%. O 1,5% wzrosła za to produkcja elektrowni zawodowych na węgiel brunatny, a ich udział w produkcji krajowej oszacowano na 29,5%.

Minister energii wskazuje, że w 2030 r. udział węgla brunatnego i kamiennego w polskim miksie energetycznym wyniesie ok. 60%, a do 2050 r. ten udział może spaść nawet do ok. 50%, czyli znacznie mniej niż obecnie.

Niejasna jest przyszłość projektów nowych elektrowni węglowych. Obecnie budowane bloki węglowe w elektrowniach Jaworzno III, Opole i Turów zostaną dokończone (w grudniu 2017 r. oddano do użytku nowy blok w Kozienicach), ale mogą być to ostatnie inwestycje w tym obszarze. Co prawda poszczególne przedsiębiorstwa energetyczne deklarują rozpoczęcie inwestycji w nowe moce wytwórcze do 2030 r., jednak nie są to informacje precyzyjne.

Inne poważne inwestycje na razie nie są planowane. Nie wiadomo również, czy będzie realizowana budowa elektrowni jądrowej. Natomiast prywatni inwestorzy są nastawieni raczej sceptycznie do nowych przedsięwzięć w energetykę konwencjonalną, o czym mogą świadczyć choćby działania grupy Polenergia, która w październiku 2017 r. dokonała odpisu wartości 81 mln zł na Elektrownię Północ. Elektrownia ta miała się składać z dwóch bloków po 800 MW każdy. Jednak inwestor uznał, że inwestycja w węglowe moce wytwórcze nie będzie opłacalna i obecnie skupia się na projekcie budowy morskich farm wiatrowych.

Duże wyzwanie dla polskiego sektora energetycznego stanowi europejska polityka klimatyczna, której założenia zostały ujęte w mapie drogowej do 2050 już w 2011 r. Wprowadzenie znacznego obniżenia limitów emisji w energetyce praktycznie wyklucza węgiel jako paliwo do produkcji energii elektrycznej.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady nr 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (IED) wprowadziła restrykcyjne standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. Wspomniana regulacja nałożyła na sektor wytwórczy w Polsce bardzo wymagające normy środowiskowe, określając je w ogłoszonych w połowie 2017 r. konkluzjach BAT dla jednostek dużego spalania. Objęły one zakresem swego zastosowania emisje szkodliwych substancji: SO₂, NO_x, pyłu, a dodatkowo: Hg, HCl, HF, NH₃. Zgodnie z dyrektywą IED wytwórcy mają cztery lata od dnia publikacji konkluzji na dostosowanie do ich wymogów swoich bloków wytwórczych. W rezultacie do 2021 r. cały europejski sektor wytwarzania energii elektrycznej eksploatujący instalacje konwencjonalne (w tym również w Polsce) musi przejść gruntowną modernizację.

Pod koniec 2016 r. Komisja Europejska przedstawiła także pakiet regulacji dotyczących konkurencyjności UE w erze transformacji rynków energetycznych w kierunku czystej energii, tzw. Pakiet Zimowy (Clean Energy For All Europeans. COM (2016) 860 final, Brussels, 30.11.2016).

Proponowane przepisy wprowadzają kluczowy limit emisji CO₂ dla wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 550 g CO₂/kWh. Stanowi to duże wyzwanie dla polskiego sektora wytwórczego energii elektrycznej, gdyż obecnie żadna dostępna technologia węglowa, nawet wysokosprawna na parametry nadkrytyczne, nie będzie w stanie podołać takim wymaganiom. Szansę na ich wypełnienie mają jedynie bloki opalane gazem, czyli turbiny gazowe, oraz bloki gazowo-parowe i OZE. Natomiast elektrownie, których emisje przekraczają ww. limit, nie będą mogły korzystać po 2030 r. ze wsparcia, jakie generuje rynek mocy. Będą to przede wszystkim bloki elektrowni węglowych. Wyjątkiem mają być pięcioletnie kontrakty zawarte przed końcem 2030 r. W latach 2025-2030 wsparcie dla elektrowni emitujących powyżej 550 g CO₂/kWh ma być corocznie ograniczane o 5%.

Opisane wyżej uwarunkowania wskazują, że Polska musi prowadzić politykę energetyczną zgodną ze strategią Unii Europejskiej, która jest oparta na stałym wzroście udziału energii produkowanej w źródłach odnawialnych. Na podstawie Dyrektywy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE wynika, że kraje członkowskie do 2020 r. powinny osiągnąć 20-procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii. Dyrektywa przedstawia cele obligatoryjne dla każdego kraju członkowskiego do 2020 r., w tym dla Polski – 15% w całym sektorze OZE. Należy podkreślić, że w 2014 r. kraje członkowskie zgodziły się, aby wspólnotowy cel został podniesiony do minimum 27% do 2030 r., choć istnieją opinie, że Komisja Europejska zdecyduje się na propozycję podniesienia tego limitu do co najmniej 32%.

Wobec tak wysoko postawionych limitów polska energetyka będzie stała przed trudnym wyzwaniem, dlatego pojawia się szansa dla rozwoju odnawialnych źródeł energii (głównie elektrowni wiatrowych i słonecznych).

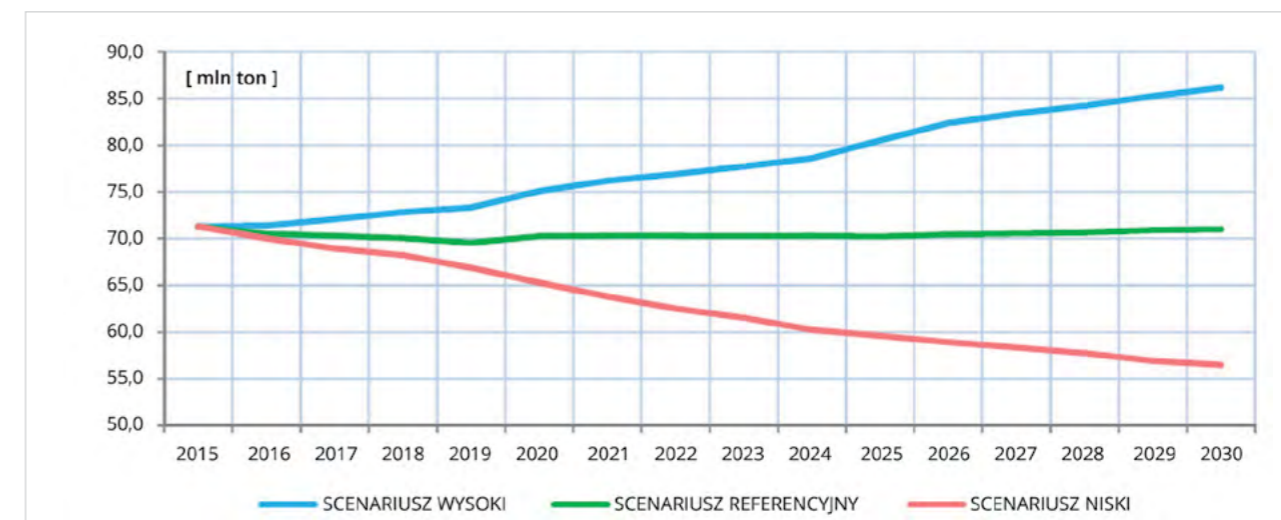
1.7 Perspektywy rozwoju sektora węglowego w Polsce

Sektor wydobywczy w Polsce jest ściśle związany z energetyką zawodową. Węgiel kamienny i węgiel brunatny stanowią podstawowe paliwo dla elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. W konsekwencji na skutek ścisłego powiązania tych obszarów kondycja sektora wydobywczego wpływa na funkcjonowanie sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w tym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej dla odbiorców. Historycznie polski sektor energetyczny bazował na najobfitszych i najtańszych dostępnych zasobach – węgla kamiennym i brunatnym wydobywanym w krajowych kopalniach. Pozwoliło to przez kilka dekad utrzymać w naszym kraju wysoki poziom samowystarczalności energetycznej. Tym niemniej wydobywanie węgla kamiennego w Polsce spadło z niemal 120 mln ton w 1990 r. do poniżej 60 mln ton w 2015 r.

Z kolei kopalnie węgla brunatnego wykorzystują wysoce produktywnie, mało pracochłonne metody wydobycia i nie mają problemu konkurencyjności, tak jak górnictwo węgla kamiennego. Ryzyko dla istniejących kopalń wynika z popytu, a nie z podaży. Znaczący wzrost kosztów emisji CO₂ i rozwój niskoemisyjnej produkcji elektryczności wpływa na stopień wykorzystania mocy elektrowni opalanych węglem brunatnym.

Polska posiada znaczne zasoby węgla kamiennego, które powinny wystarczyć do połowy XXI w., jednak wysokie koszty eksploatacji oraz ciągła restrukturyzacja sektora nie dają gwarancji na sprawne funkcjonowanie rodzimego systemu wydobywczego. W przypadku braku środków na modernizację i restrukturyzację krajowe wydobycie będzie ulegać zmniejszeniu, a coraz więcej węgla będzie pochodziło z importu, co znacznie zwiększy zależność energetyczną naszego kraju w tym zakresie. Z kolei nasze zasoby węgla brunatnego mogą zaspokoić zapotrzebowanie do 2100 r., ale wymaga to udostępnienia nowych odkrywek, na co nie ma przyzwolenia społecznego i co jest związane z bardzo wysokimi kosztami. Brak nowych inwestycji spowoduje, że po 2030 r. górnictwo węgla brunatnego zacznie powoli zanikać.

Zgodnie z dokumentem rządowym „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” z 23 stycznia 2018 r., prognozując zapotrzebowanie na węgiel kamienny w Polsce, przygotowano trzy scenariusze.



Rysunek 6. Prognoza zapotrzebowania (zużycia) rynku krajowego na węgiel kamienny ogółem do 2030 r.

Źródło: Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, Ministerstwo Energii, 23 stycznia 2018 r.

Przedstawione w scenariuszu niskim i wysokim prognozy to graniczne wielkości zapotrzebowania, scenariusz referencyjny natomiast to ścieżka pośrednia.

Wybór ścieżki będzie zależny od możliwości aktywizacji środków inwestycyjnych i środków pomocowych oraz narzędzi prawnych ukierunkowujących rozwój w pożądaną stronę.

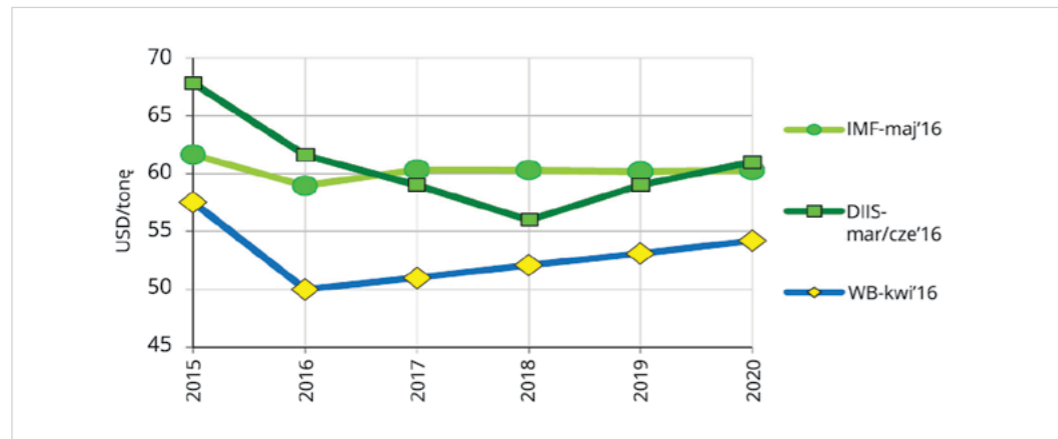
W scenariuszu niskim przewiduje się ograniczenie użytkowania węgla kamiennego ogółem w gospodarce krajowej do 2030 r. o blisko ¼ w stosunku do 2015 r. (z 71,3 mln do 56,5 mln ton, w tym energetycznego do 49,5 mln ton, przy utrzymaniu zużycia węgla koksowego na poziomie 13,0 mln ton). Natomiast wg scenariusza referencyjnego nastąpi utrzymanie aktualnego poziomu zapotrzebowania na węgiel kamienny ogółem (ok. 70-71 mln ton rocznie, w tym energetyczny 57-58 mln ton, a koksowy 13,0 mln ton). Zmianie ulegnie jednak struktura zużycia – wzrost w energetyce zawodowej o 5,7 mln ton zostanie zredukowany spadkiem w gospodarstwach domowych o 4,7 mln ton.

W scenariuszu wysokim nastąpi z kolei rozwój rynku dla węgla energetycznego w Polsce. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny ogółem w tym wariantcie wzrośnie w porównaniu do 2015 r. o ponad 20%, do poziomu 86,1 mln ton w 2030 r., w tym na węgiel energetyczny o 26% (do 73,0 mln ton), przy utrzymaniu zużycia węgla koksowego 13,0 mln ton. Wzrost zużycia węgla energetycznego o 15,2 mln ton wystąpi wskutek zwiększonego zapotrzebowania w energetyce zawodowej (o 15,5 mln ton) i w sektorze nowych rynków węgla (o 3,2 mln ton), przy spadku u pozostałych konsumentów.

Wobec nieuniknionego spadku udziału węgla w pozostałych segmentach rynku węgla energetycznego – poza energetyką zawodową, wielkość popytu krajowego na węgiel będzie uzależniona od modelu rozwoju sektora energetyki zawodowej i procesu konsolidacji sektora energetycznego. W zakresie prognoz dotyczących zużycia węgla koksowego oszacowano, że będzie się ono utrzymywać na poziomie 13 mln ton/rok (ok. 9 mln ton węgla typu premium hard i 4 mln ton węgla typu semi-soft). Pozwoli to na uzyskanie rocznej produkcji koks w wysokości 9,6 mln ton. Należy się spodziewać, że dostawcy krajowi mogą na

cele produkcji koks w krajowych koksowniach dostarczać aktualnie ok. 11 mln ton węgla koksowego rocznie, z możliwością zwiększenia do ok. 14 mln ton węgla koksującego rocznie w okresie od 2020 r. (z perspektywą dalszego wzrostu do 2030 r.).

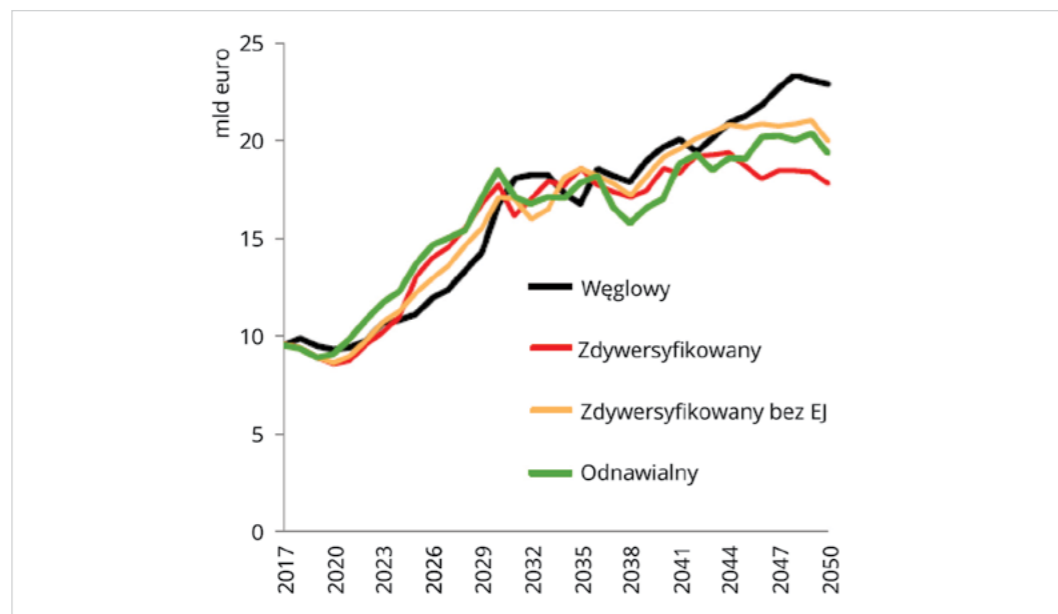
Najnowsze prognozy cen węgla energetycznego obrazują nie najlepsze nastroje panujące na rynkach węglowych, których powodem jest nadpodaż, słaby popyt, duże zapasy oraz niskie ceny innych surowców energetycznych – ropy naftowej i gazu ziemnego. Największa niepewność jednak wiąże się ogólnie z przyszłością węgla jako paliwa w związku z przewidywaną skalą redukcji emisji CO₂ oraz innymi postanowieniami konferencji klimatycznej COP21 (Paryż, grudzień 2015 r.).



Rysunek 7. Porównanie ostatnich dostępnych projekcji cen na lata 2016-2020 wg prognoz Banku Światowego (WB), Międzynarodowego Funduszu Walutowego (IMF) oraz australijskiego Ministerstwa Przemysłu, Innowacji i Nauki (DIIS) – ceny FOB Newcastle w wartościach nominalnych

Źródło: Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce, Ministerstwo Energii, 23 stycznia 2018 r.

Najniższe wartości wynikają z prognoz Banku Światowego, które nie przewidują odbudowy cen na poziomach wyższych niż 60 USD/t do 2020 r. Dlatego też prawdopodobieństwo powrotu cen węgla do poziomu 90-100 USD/t w dłuższym przedziale czasowym jest niewielkie. Tym niemniej w krótkich okresach możliwe będą wzrosty cen bez przełożenia na trwałą tendencję. Według prognoz BŚ oraz MFW cena węgla energetycznego w latach 2015-2030 będzie się kształtować na poziomie ok. 55-60 USD/t. Większość analityków przewiduje w niedługim okresie spadki cen, choć już nie tak głębokie, a następnie ich czasowe ustabilizowanie dla węgla energetycznego w zakresie 70-80 USD/t.



Rysunek 8. Prognoza całkowitych rocznych kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej (bez kosztów zewnętrznych) dla czterech scenariuszy.

Źródło: WiseEuropa.

Jak widać ścieżki rozwoju sektorów górniczego i energetycznego są ze sobą ściśle powiązane. Pokazane na powyższym wykresie koszty związane z produkcją energii elektrycznej obejmują: CO₂, import energii elektrycznej, zakup paliw, koszty operacyjne i kapitałowe. Rosnące koszty emisji i paliw oraz koszty kolejnych inwestycji powodują, że po 2030 r. scenariusz węglowy jest droższy od pozostałych scenariuszy. Zatem inwestowanie głównie w energetykę węglową w dłuższej perspektywie staje się nieopłacalne. Pojawia się naturalna potrzeba uzupełnienia węgla odnawialnymi źródłami energii.

1.8 Wnioski

Mimo niedostatecznych inwestycji w infrastrukturę nie sposób nie zauważyć, że polska energetyka ulega ciągłym zmianom. Zmienia się również jej postrzeganie w opinii publicznej.

Perspektywiczne kierunki rozwoju źródeł wytwórczych w elektroenergetyce naszego kraju powinny być oparte na technologiach charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i ekonomiczną oraz niską emisją CO₂.

Przez najbliższe kilkanaście lat strategicznym paliwem dla nowych elektrowni systemowych w Polsce będzie przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny. Obecnie jedyną w pełni komercyjnie dojrzałą technologią wytwarzania energii elektrycznej z węgla, charakteryzującą się wysoką efektywnością energetyczną i najniższymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej, jest technologia stosowana w elektrowniach parowych na parametry nadkrytyczne (ultranadkrytyczne), ale przy założeniu, że elektrownie te będą pracować w podstawie. W innym przypadku, przy pracy regulacyjnej bloków klasy 1000 MW, sprawność i efektywność ekonomiczna ich pracy znacząco spada, a jednocześnie wzrasta awaryjność.

Redukcja emisji CO₂ w sektorze wytwarzania polskiej elektroenergetyki w najbliższych latach może być osiągnięta m.in. przez zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej, oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tej produkcji, a w dalszej perspektywie przez udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

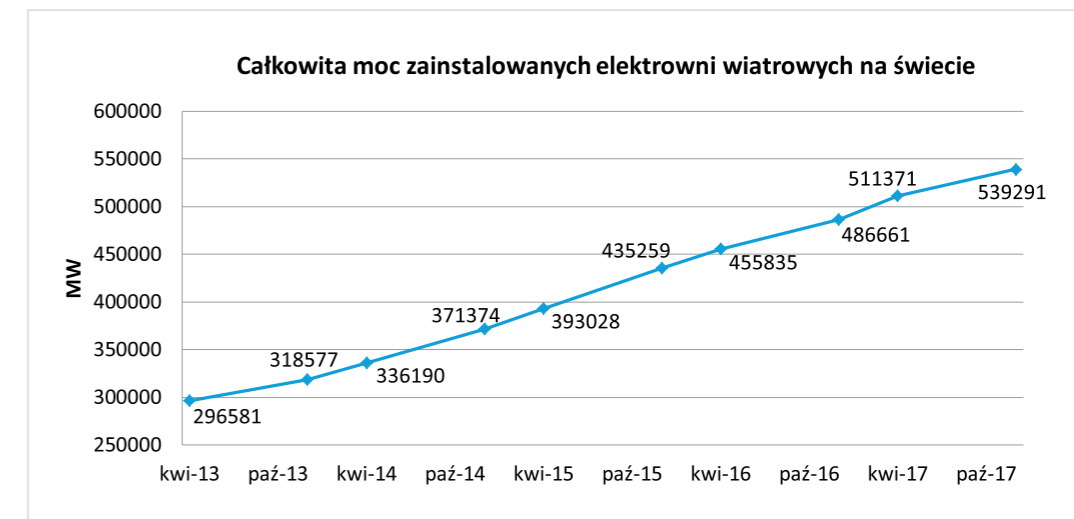
Uwarunkowania rozwoju energetyki wiatrowej w poszczególnych segmentach



2. UWARUNKOWANIA ROZWOJU ENERGETYKI WIATROWEJ W POSZCZEGÓLNYCH SEGMENTACH

2.1 Rozwój energetyki wiatrowej na świecie

Energetyka wiatrowa na świecie jest dynamicznie rozwijającym się podsektorem energetyki odnawialnej. Zgodnie z danymi publikowanymi przez Światowe Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (World Wind Energy Association) do końca 2017 r. całkowita moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych na świecie osiągnęła blisko 540 GW (dokładnie 539 291 MW), a w samym 2017 r. przybyło aż 52,6 GW mocy.



Rysunek 9. Całkowita moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych na świecie.

Źródło: Wind World Energy Association; <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>

Co równie istotne, utrzymuje się tempo przyrostu mocy nowo uruchamianych elektrowni wiatrowych. W horyzoncie czasowym 2013-2017 jest to przedział 50-60 GW rocznie, co stanowi wzrost na poziomie przekraczającym 10% mocy całkowitej rok do roku¹.

Największą mocą elektrowni wiatrowych zainstalowaną w danym kraju mogą się pochwalić Chiny, które na koniec 2017 r. osiągnęły wynik 187 730 MW. Na drugim miejscu uplasowały się USA z mocą zainstalowaną na poziomie 88 927 MW, a na trzecim miejscu Niemcy z mocą 56 164 MW.

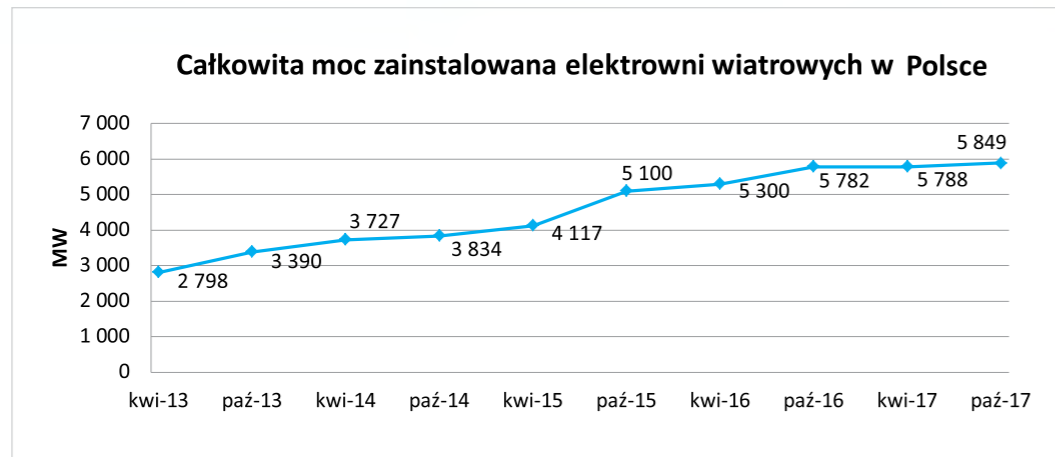
Zdaniem ekspertów Światowej Organizacji Energetyki Wiatrowej (WWEA) całkowita zainstalowana moc elektrowni wiatrowych na świecie jest w stanie pokryć ponad 5% obecnego światowego zapotrzebowania na energię. W strategiach wielu krajów energetyka wiatrowa stała się istotnym narzędziem służącym do zmiany profilu produkcji energii elektrycznej i zastępuje energetykę opartą na paliwach kopalnych lub atomie.

Stały globalny wzrost nowo budowanych mocy elektrowni wiatrowych nie przekłada się jednak na stabilność wzrostu tych źródeł w poszczególnych krajach. W Europie zaobserwowano stagnację wzrostu w takich krajach jak Hiszpania czy Portugalia. Jednocześnie odnotowano rekordowe przyrosty mocy w innych krajach Unii Europejskiej, co było związane ze zmianą regulacji prawnych dotyczących systemu wsparcia, polegających na przejściu z systemu certyfikatów na system aukcyjny.

2.2 Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce

W Polsce w ostatnich dziesięciu latach również obserwowany był znaczący wzrost zainstalowanej mocy elektrowni wiatrowych. Był on spowodowany wprowadzeniem systemu wsparcia dla energii produkowanej w odnawialnych źródłach energii. W efekcie w Polsce udało się przekroczyć na koniec 2017 r. poziom 5 848,671 MW.

¹ <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>



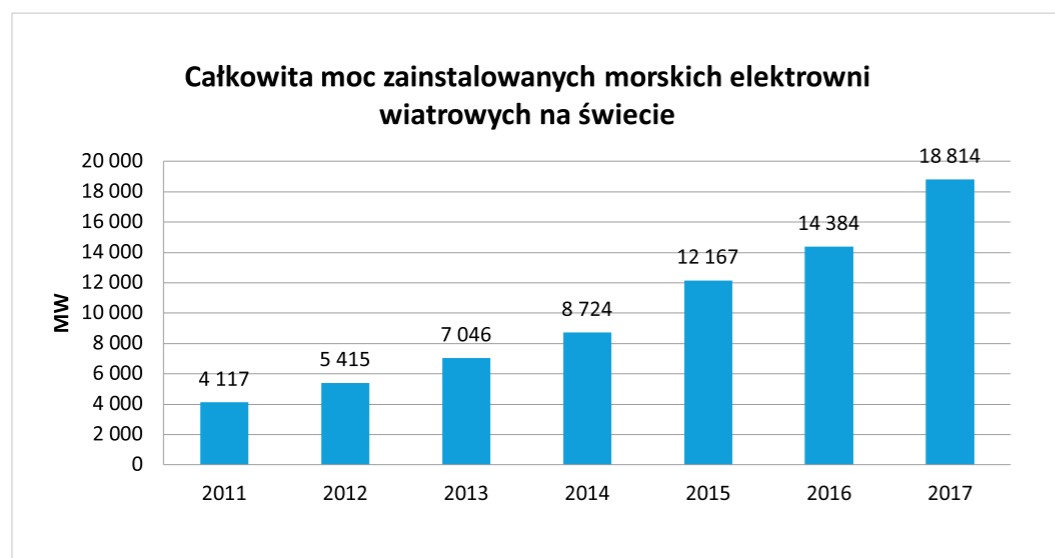
Rysunek 10. Całkowita moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych w Polsce.

Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html>

Należy jednak podkreślić, że w Polsce cała moc zainstalowanych elektrowni wiatrowych to źródła wybudowane na stałym lądzie (onshore). Inwestycje z grupy morskich elektrowni wiatrowych w naszym kraju znajdują się obecnie na etapie projektów przed ich faktyczną realizacją. Obserwuje się także tendencję do rozwijania odnawialnych źródeł energii (głównie fotowoltaika) bezpośrednio przyłączanych do zakładów przemysłowych. Lokowanie źródeł OZE bezpośrednio przy dużych odbiorcach energii elektrycznej lub w niedużej od nich odległości ma bardzo wiele zalet. Do najważniejszych zaliczyć można: ograniczenie emisji przemysłowych, brak konieczności ponoszenia nakładów na rozbudowę sieci dystrybucyjnej (energia zużywana w miejscu wytworzenia), ograniczenie kosztów bilansowania technicznego sieci, wynikające z kompensacji zużycia z pobliskim źródłem OZE. Zakłady przemysłowe otrzymują dodatkowo zapasowe źródło energii.

2.3 Rozwój morskiej energetyki wiatrowej na świecie

Morska energetyka wiatrowa jest sektorem gospodarki o rosnącym znaczeniu na świecie. Pomimo relatywnie niewielkiej skali wzrost liczby i mocy zainstalowanych jednostek uznawany jest za trwały i ważny trend w energetyce światowej. Wprawdzie na koniec 2017 r. farmy offshore stanowiły niecałe 3,5% całkowitej mocy elektrowni wiatrowych, ale należy zwrócić uwagę na tempo ich rozwoju, które można uznać za imponujące, ponieważ w ciągu siedmiu lat, tj. od 2011 do 2017 r., przyrost mocy morskiej energetyki wiatrowej wyniósł 457%.



Rysunek 11. Łączna moc morskich elektrowni wiatrowych zainstalowanych na świecie w danym roku kalendarzowym.

Źródło: Global Wind Energy Council; <http://gwec.net/wp-content/uploads/2018/04/offshore.pdf>

Liderem zainstalowanej mocy morskiej energetyki wiatrowej jest Wielka Brytania z wynikiem 6836 MW na koniec 2017 r. Na drugim miejscu uplasowały się Niemcy z wynikiem 5355 MW, a na trzecim Chiny z całkowitą mocą morskiej energetyki wiatrowej 2788 MW².

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej ma kluczowe znaczenie dla krajów mocno zurbanizowanych, w których możliwości instalowania lądowych elektrowni wiatrowych są małe lub zostały już wyczerpane. Takim obszarem geograficznym w dużej mierze są kraje Unii Europejskiej. Charakterystyczną cechą morskich farm wiatrowych jest ich moc, która może, a w przyszłości często będzie przekraczała wartość 600 MW mocy zainstalowanej w ramach jednego projektu. Przykładem takiej inwestycji jest morska farma wiatrowa Atlas Wind Farm zrealizowana na wodach terytorialnych Wielkiej Brytanii, której całkowita moc wyniosła 630 MW.

Zdaniem specjalistów z Global Wind Energy Council całkowita moc morskiej energetyki wiatrowej w 2030 r. może osiągnąć wartość około 125 GW, co będzie stanowić wzrost zainstalowanej mocy morskiej energetyki wiatrowej od 2017 r. o ponad 660%³.

2.4 Rozwój technologii w wytwarzaniu turbin wiatrowych

Można przyjąć, że tak dynamiczny wzrost zainstalowanej mocy jest w dużej mierze podyktowany rozwojem samej technologii, a dokładnie mocy nominalnej pojedynczych urządzeń. W 2000 r. największe stosowane elektrownie wiatrowe charakteryzowały się mocą na poziomie 2 MW. Obecnie największe dostępne elektrownie wiatrowe mają moc nominalną na poziomie 9,5 MW.

W poniższej tabeli przedstawiono 10 największych elektrowni wiatrowych na rynku.

| lp. | Typ | Moc nominalna | Średnica śmigła |
|-----|--------------------------|---------------|-----------------|
| 1 | MHI Vestas V164 | 9,5 MW | 164 m |
| 2 | Siemens Gamesa SG 167 DD | 8 MW | 167 m |
| 3 | Goldwind GW 154 | 6,7 MW | 154 m |
| 4 | Senvion 152 | 6,2 MW | 152 m |
| 5 | GE Haliade 150 | 6 MW | 150 m |
| 6 | Ming Yang SCD | 6 MW | 140 m |
| 7 | Doosan Wind S500 | 5,5 MW | 140 m |
| 8 | Hitachi HTW 136 | 5,2 MW | 136 m |
| 9 | CSIC Haizhuang H151 | 5 MW | 151 m |
| 10 | Adwen AD 135 | 5 MW | 135 m |

Tabela 3. Parametry największych na rynku elektrowni wiatrowych.

Źródło: <https://www.windpowermonthly.com/10-biggest-turbines>

2.5 Największe projekty farm wiatrowych na świecie, w Europie i w Polsce

W ślad za wzrostem mocy pojedynczej turbiny wiatrowej rosły całkowite moce poszczególnych projektów farm wiatrowych. W poniższej tabeli przedstawiono największe zrealizowane lądowe farmy wiatrowe.

² <http://gwec.net/wp-content/uploads/2018/04/offshore.pdf>

³ <http://gwec.net/wp-content/uploads/2018/04/offshore.pdf>

| Nazwa projektu | Kraj | Moc całkowita | Liczba turbin |
|---------------------------------|---------|---------------|---------------|
| Gansu Wind Farm | Chiny | 7900 MW | 7000 |
| Muppandal Wind Farm | Indie | 1500 MW | 3000 |
| Roscoe Wind Farm | USA | 781,5 MW | 627 |
| Horse Hollow Wind Energy Centre | USA | 735 MW | 421 |
| Jaisalmer Wind Park | Indie | 1065 MW | b.d. |
| Fowler Ridge Wind Farm | USA | 750 MW | 537 |
| Fântânele – Cogeaalac Wind Farm | Rumunia | 600 MW | 150 |
| Alta Wind Energy Center | USA | 1548 MW | b.d. |
| Sweetwater Windpower | USA | 585,3 MW | 392 |
| Buffalo Gap Wind Farm | USA | 524 MW | 229 |

Tabela 4. Parametry największych farm wiatrowych na świecie.

Źródło: <https://interestingengineering.com/the-11-biggest-wind-farms-and-wind-power-constructions-that-reduce-carbon-footprint>

Należy jednak zauważyć, że lista największych farm wiatrowych ciągle się zmienia, gdyż w dynamicznym tempie kończone są budowy kolejnych obiektów.

W Europie największą lądową farmą wiatrową jest Fântânele – Cogeaalac Wind Farm usytuowana w Rumunii. Jej całkowita moc to 600 MW przy 240 elektrowniach wiatrowych. Jej operatorem jest CEZ Group, czyli czeski operator i producent energii elektrycznej⁴. Do grona największych w Europie farm wiatrowych zaliczana jest również Whitelee Wind Farm zlokalizowana w Szkocji. Jej moc całkowita liczy 539 MW, na które pracuje 215 turbin⁵. Z kolei największą morską farmą wiatrową w Europie jest Atlas Wind Farm wybudowana na wodach terytorialnych Wielkiej Brytanii. Liczy ona 175 turbin, które łącznie dają moc całkowitą na poziomie 630 MW⁶. Drugą największą morską farmą wiatrową w Europie jest Gemini Wind Farm usytuowana na wodach Morza Północnego, na wodach terytorialnych Holandii. Jej moc całkowita wynosi 600 MW, co zostało osiągnięte poprzez wybudowanie 150 turbin wiatrowych⁷.

W Polsce do grona największych farm wiatrowych można zaliczyć Farmę Wiatrową Margonin o mocy 120 MW, Farmę Wiatrową Banie o mocy 106 MW, Farmę Wiatrową Korsze o mocy całkowitej 90 MW, Farmę Wiatrową Lotnisko o mocy całkowitej 94,5 MW czy też Farmę Wiatrową Karścino-Mołtowo o mocy całkowitej 90 MW⁸.

Chociaż na polskich wodach terytorialnych nie powstała jeszcze ani jedna morska farma wiatrowa, potencjał tej technologii dostrzegany jest przez zarówno administrację państwową, jak i znaczących inwestorów, którzy prowadzą zaawansowane prace rozwojowe. Potencjalni inwestorzy wskazują na łączny potencjał swoich projektów na poziomie około 10 000 MW. W skład tej mocy wchodzi np. 1200 MW projektu PKN Orlen⁹, 350 MW BTI, również 1200 MW projektu Equinor/Polenergii¹⁰ i 2500 MW projektu PGE¹¹. Należy jednak zaznaczyć, że przewidywany horyzont czasowy realizacji projektów sięga roku 2040. Pierwsze 6000 MW ma szansę powstać do 2030 r., o ile w 2019 r. zostaną przyjęte dedykowane regulacje do rozwoju MEW.

⁴ <https://www.cez.cz/en/power-plants-and-environment/wind-power-plant/fantanele-cegealac-wind-park.html>

⁵ <https://www.scottishpower.co.uk/whitelee/>

⁶ <https://www.4coffshore.com/windfarms/london-array-phase-1-united-kingdom-uk14.html>

⁷ <https://newatlas.com/gemini-wind-farm-netherlands-opens/49428/>

⁸ <https://www.odnawialne-firmy.pl/wiadomosci/pokaz/70,najwieksze-elektrownie-wiatrowe-w-polsce>

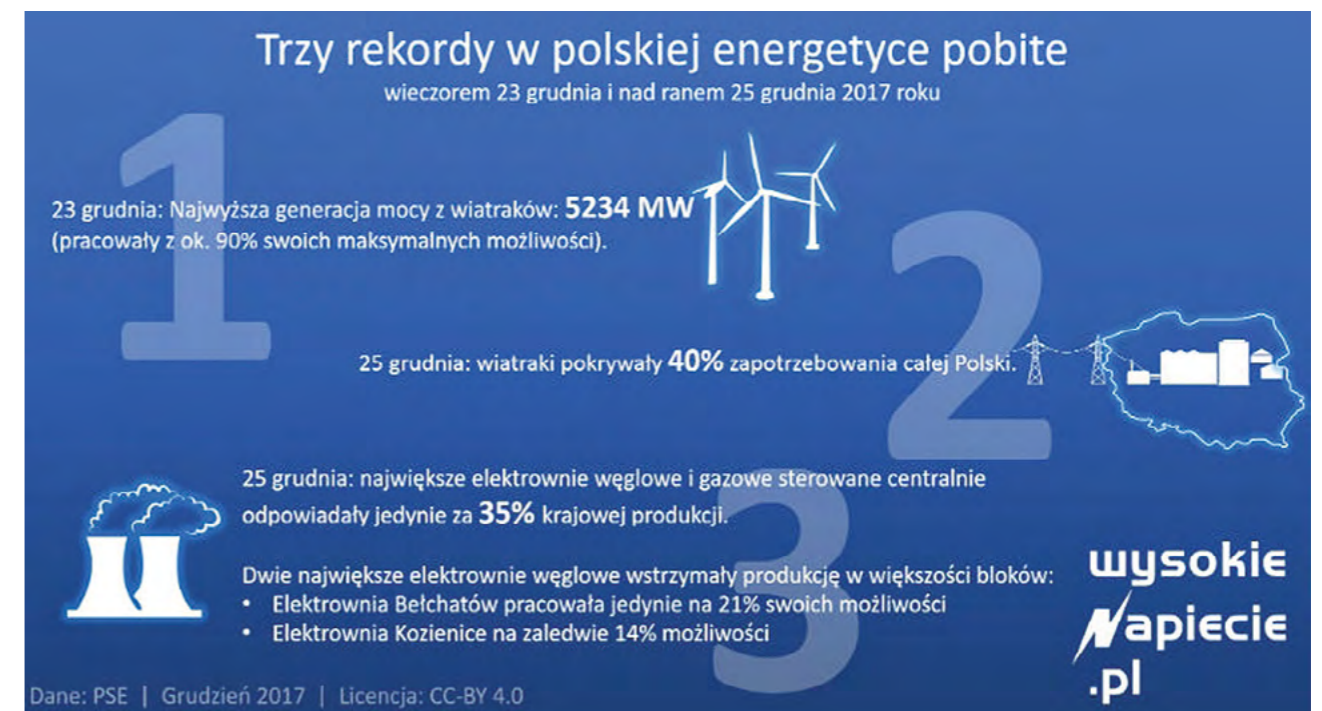
⁹ <http://www.ptmew.pl/posts/prezes-pkn-orlen-realizacja-projektu-mfw-powinna-ruszyc-w-2023-roku.-wczesniej-kampania-badawczo-pomiarowa-1869.php>

¹⁰ <http://www.polenergia.pl/pol/pl/strona/farmy-morskie>

¹¹ https://energetyka.wnp.pl/pge-ma-apetyt-na-2500-mw-w-morskiej-energetyce-wiatrowej-do-2030-roku,319043_1_0_0.html

2.6 Osiągnięcia polskiej energetyki wiatrowej w wytwarzaniu energii elektrycznej

Oczywiście należy mieć na uwadze, że zainstalowana moc całkowita elektrowni wiatrowych nie jest ich najważniejszym parametrem z punktu widzenia zapotrzebowania na energię elektryczną, ponieważ faktyczna produkcja energii uzależniona jest od panujących warunków atmosferycznych. Tym niemniej przy obecnej ilości zainstalowanej mocy w kraju bacznie monitorowany jest udział energetyki wiatrowej w gronie wytwórców energii. W efekcie operator sieci przesyłowych PSE poinformował, że 23 grudnia 2017 r. elektrownie wiatrowe w Polsce pracowały z najwyższą mocą nominalną na łącznym poziomie 5234 MW, co stanowiło pracę na poziomie około 90% ich całkowitych możliwości. 25 grudnia 2017 r. energia z elektrowni wiatrowych zapewniła 40% zapotrzebowania na energię elektryczną kraju¹².



Rysunek 12. Rekordy polskiej energetyki wiatrowej w 2017 r.

Źródło: <http://odnawialneźrodlaenergii.pl/energia-wiatrowa-aktualnosci/item/3622-padl-nowy-rekord-elektrownie-wiatrowe-dostarczyly-40-pradu-w-polsce>

2.7 Moc całkowita a współczynnik wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych

Bardzo ważnym zagadnieniem w ocenie przydatności energetyki wiatrowej dla systemu elektroenergetycznego jest jej faktyczny poziom wykorzystania mocy i w efekcie osiągnięta produktywność. W listopadzie 2017 r. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej opublikowało analizę sporządzoną przez światowego audytora DNV GL. Jej przedmiotem była analiza współczynnika wykorzystania mocy i produktywności różnych modeli turbin wiatrowych funkcjonujących w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Analizując wnioski, można zauważyć, że niewątpliwie na zwiększenie osiąganych wyników ogromny wpływ ma postęp technologiczny w zakresie rozwoju pojedynczych jednostek. Analiza została przeprowadzona dla dwóch przykładowych wzorców danych atmosferycznych ocenionych jako przeciętne i dobre warunki wietrzności. W poniższej tabeli przedstawiono osiągnięte wyniki dla poszczególnych wielkości turbin.

¹² <http://odnawialneźrodlaenergii.pl/energia-wiatrowa-aktualnosci/item/3622-padl-nowy-rekord-elektrownie-wiatrowe-dostarczyly-40-pradu-w-polsce>

| Współczynnik wykorzystania mocy | | | | | |
|---------------------------------|--|---------|---------|-------|-------|
| Lokalizacja | Średnioroczna prędkość wiatru na wysokości 100 m | do 50 m | do 90 m | 100 m | 110 m |
| Przeciętna | 6,6 m/s | 19,50% | 26,50% | 30% | 39% |
| Dobra | 7,1 m/s | 20% | 29,50% | 34% | 45% |

Tabela 5. Współczynnik wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych o różnych średnicach śmigła.

Źródło: <http://psew.pl/wp-content/uploads/2017/10/WSPÓŁCZYNNIK-WYKORZYSTANIA-MOCY-I-PRODUKTYWNOŚĆ-RÓŻNYCH-MODELI-TURBIN-WIATROWYCH-DOSTĘPNYCH-NA-POLSKIM-RYNKU.pdf>

Ogólnie znana jest zależność, że w miarę wzrostu średnicy śmigła wzrasta moc zastosowanego w turbinie generatora. W przywołanej analizie największy wynik współczynnika wykorzystania mocy netto osiągnęła turbina o mocy znamionowej 3,9 MW i średnicy śmigła 142 m. Jej współczynnik osiągnął wartość w granicach 44,5-50%¹³.

Należy mieć na uwadze to, że powyższe dane zostały oszacowane dla warunków typowych dla elektrowni wiatrowych na lądzie. Zdaniem specjalistów wyniki osiągane w przypadku morskiej energetyki wiatrowej mogą być o wiele wyższe¹⁴. Oznaczałoby to znacznie większy udział faktycznie wytwarzanej energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, a co za tym idzie, większe pole do działania w zakresie regulacji systemu, poprzez sterowanie energetyki wiatrowej.

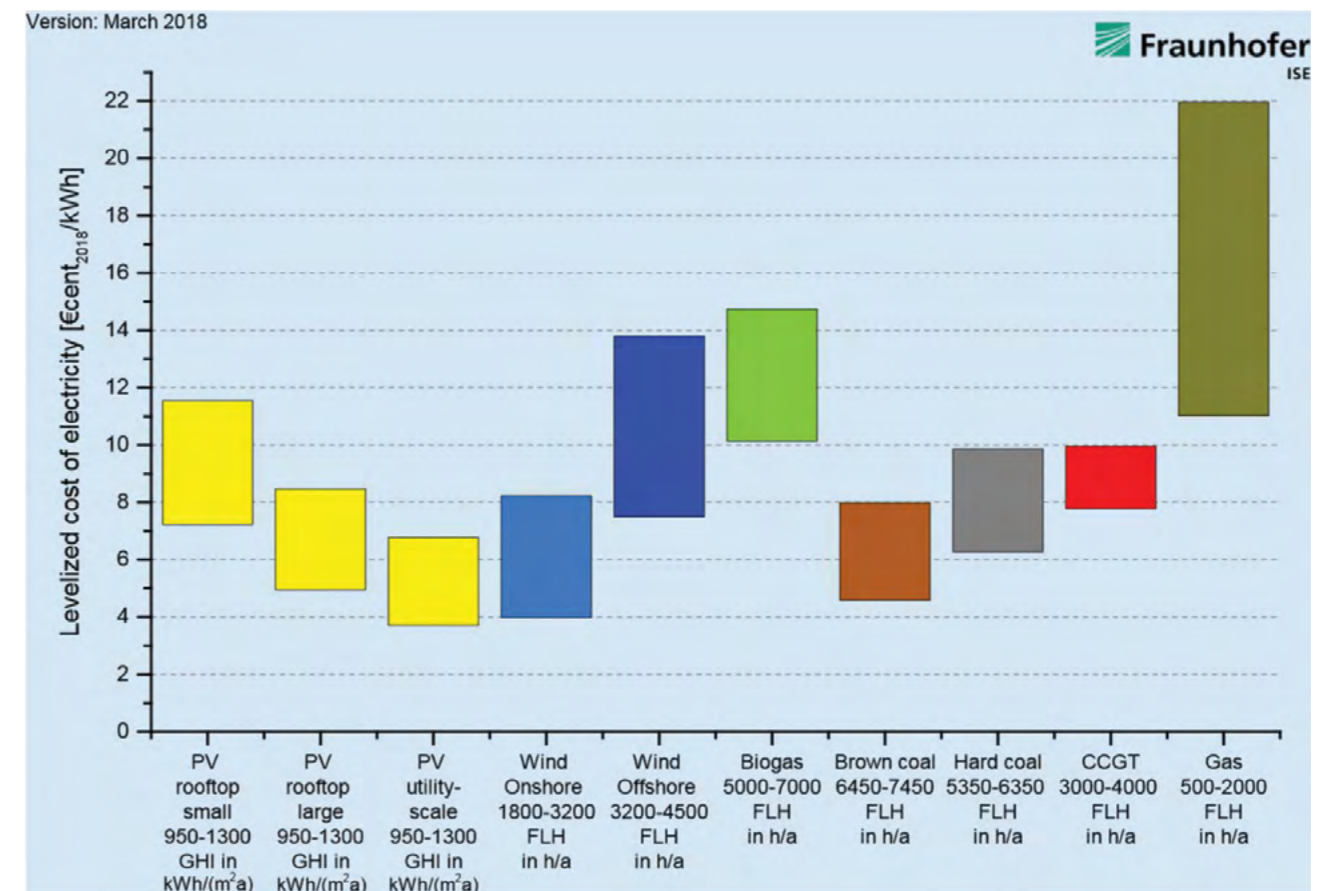
Zgodnie z danymi prezentowanymi przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, cytowanymi za PSE, w 2017 r. współczynnik wykorzystania mocy elektrowni wiatrowych w Polsce wyniósł nieco ponad 28% (gdzie dla 2016 r. było to 23%, a dla 2015 r. 25%). Ewidentna poprawa efektywności jest spowodowana wprowadzeniem do krajowego systemu energetycznego nowych elektrowni wiatrowych, charakteryzujących się lepszymi parametrami¹⁵. Obecnie najnowszej generacji elektrownie wiatrowe instalowane na lądzie w Niemczech, Szwecji, Finlandii i na Ukrainie, o rotorach od 150 m, wysokościach wież od 160 m i mocy generatorów od 4 MW pokazują trwałe współczynniki sprawności powyżej 4000 MWh/MW/rok niezależnie od lokalizacji turbiny wiatrowej w danym kraju. Polska jest krajem o najlepszych warunkach wietrzności dla funkcjonowania najnowszych turbin wiatrowych. Mamy stabilne i mało turbulentne ukształtowanie terenu, co sprawia, że turbiny wiatrowe pracują wydajniej i technicznie dłużej.

2.8 Prognoza kosztów wytworzenia energii dla energetyki wiatrowej

Zdaniem licznych ekspertów energetyka wiatrowa zarówno na lądzie, jak i na morzu będzie się dalej rozwijać. Przemawiają za tym szybko spadające koszty budowy i eksploatacji. Jest to wynikiem zarówno poprawy efektywności urządzeń, co istotnie wpływa na energetykę wiatrową realizowaną na lądzie, jak i dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej na morzu, która z samego faktu zwiększa podaż usług w tym segmencie, oraz zwiększa ilość i dostępność osiągnięć technologicznych związanych z budową i eksploatacją tego typu obiektów. Jako ciekawostkę należy wskazać, że budowa największej morskiej farmy wiatrowej w Europie London Array Wind Farm, o mocy 630 MW, była realizowana przez zespół około 1000 pracowników i 60 statków na terenie obiektu. Ostatecznie oszacowano, że wybudowanie tej inwestycji pochłonęło 5,5 mln roboczogodzin¹⁶.

Obecnie wykorzystywany w dyskusji na temat oceny kosztu wytworzenia energii dla różnych technologii jest współczynnik LCOE (ang. Levelized Cost of Energy), uśredniony koszt wytworzenia energii.

Analiza wykonana przez Fraunhofer Institute w Niemczech w marcu 2018 r. pokazuje, że jednym z najtańszych sposobów wytwarzania energii elektrycznej są lądowe farmy wiatrowe, dla których wartość LCOE kształtuje się w granicach 4-8 eurocentów/kWh, równie tanie jest wytwarzanie energii w elektrowniach ciepłych na węgiel brunatny oraz na dużych farmach fotowoltaicznych. Szczegółowe zestawienia LCOE poszczególnych technologii prezentuje schemat poniżej.



Rysunek 13. Uśredniony koszt wytworzenia energii z różnych typów generacji usytuowanych w różnych lokalizacjach na terenie Niemiec.

Źródło: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf

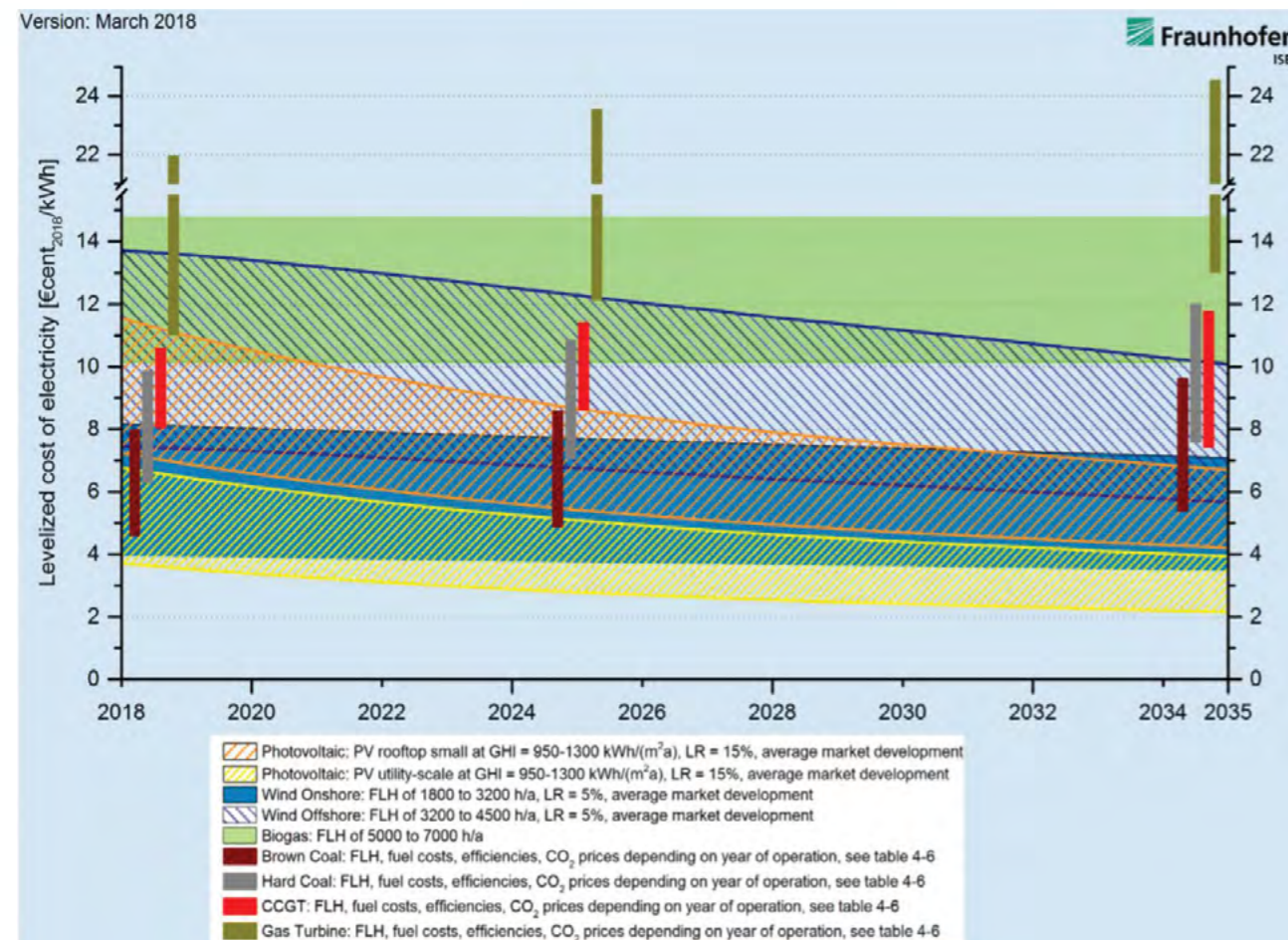
Jednocześnie Fraunhofer Institute prognozuje, że dla technologii wiatrowej i fotowoltaicznej należy spodziewać się spadku LCOE w dalszej perspektywie, podczas gdy dla biogazu czy technologii konwencjonalnych przewidywany jest wzrost kosztów.

¹³ <http://psew.pl/wp-content/uploads/2017/10/WSPÓŁCZYNNIK-WYKORZYSTANIA-MOCY-I-PRODUKTYWNOŚĆ-RÓŻNYCH-MODELI-TURBIN-WIATROWYCH-DOSTĘPNYCH-NA-POLSKIM-RYNKU.pdf>

¹⁴ <https://www.sciencemag.org/news/2017/10/offshore-wind-farms-have-powerful-advantage-over-land-based-turbines-study-finds>

¹⁵ <http://psew.pl/jak-prognozowac-produkcje-energii-elektrycznej-przez-farmy-wiatrowe/>

¹⁶ <http://www.londonarray.com/the-project-3/offshore-construction/>



Rysunek 14. Prognoza wartości współczynnika uśrednionego kosztu wytworzenia energii LCOE dla odnawialnych i konwencjonalnych technologii wytwarzania w Niemczech do 2035 r.

Źródło: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf

Z prezentowanych analiz wynika, że największy spadek LCOE jest przewidywany w segmencie energetyki fotowoltaicznej oraz morskiej energetyki wiatrowej. Lądowa energetyka wiatrowa nie przewiduje już tak dynamicznego spadku, natomiast dla energetyki opartej na węglu i gazie ceny będą rosły w różnym tempie.

Co ciekawe, porównując różne technologie wytwarzania i ich LCOE w przyszłości, sugerowane jest, że wytwarzanie oparte na gazie będzie najdroższą technologią. Energetyka wiatrowa morska zrówna się lub będzie nieco tańsza od wytwarzania na bazie węgla. Energetyka wiatrowa na lądzie będzie istotnie tańsza od technologii konwencjonalnych, natomiast najtańszą technologią wytwarzania energii ma być fotowoltaika.

Mając na uwadze, że istniejące źródła wytwarzania będą wymagały zastąpienia przez nowe jednostki, nie można zapomnieć o problemie wielkości jednostek wytwórczych. Wycofywane urządzenia powinny być zastępowane nowymi o podobnej lub wyższej mocy. Fotowoltaika nie może zapewnić w sposób skuteczny takiego zastąpienia. Technologia ta pozwala na budowę jednostek wytwórczych o stosunkowo małej mocy, które nie są w stanie zastąpić dużych jednostek konwencjonalnych. W tym kontekście atrakcyjnym rozwiązaniem problemu odtworzenia mocy konwencjonalnych staje się energetyka wiatrowa.

Zgodnie z danymi udostępnionymi przez Duńską Agencję Energetyki uśredniony jednostkowy koszt wytworzenia energii spada. W okresie od 2009 do 2016 r. LCOE spadł ze 160 euro/MWh do poniżej 100 euro/MWh, uwzględniając koszt wykonania przyłącza.

2.9 Wpływ energetyki wiatrowej na ceny energii elektrycznej i redukcję emisji dwutlenku węgla

Bardzo ważną kwestią jest wpływ energetyki wiatrowej na obniżenie cen energii. Elektrownie wiatrowe jako źródła o zerowych kosztach zmiennych, tj. nieobjmujących wydatków na zakup paliwa, wykorzystywane są w systemie (w merit order) jako pierwsze przed elektrowniami węglowymi i gazowymi, ale też przed energią importowaną. Zatem im więcej jest w systemie energii z wiatru, tym niższe są ceny energii na rynku hurtowym. Z szacunków Enteneo wynika, że jeśli cena energii kontraktowanej na 2019 r. na początku grudnia 2018 r. wynosiła 277 zł/MWh, to przy dodatkowych 2 GW mocy zainstalowanej w wietrze w systemie (i pozostałych czynnikach niezmiennych) prognozowana szacunkowa cena hurtowa na 2019 r. wyniosłaby 265 zł/MWh, czyli byłaby niższa o 12 zł/MWh. Z kolei przy 4,5 GW więcej mocy z wiatru cena hurtowa spadłaby o 27 zł/MWh do 250 zł/MWh. Jak szacuje Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, łączny koszt energii elektrycznej w latach 2020-2040 mógłby być niższy niż w scenariuszu PEP 2040 o 25 mld zł i wynieść 1,44 bln zł. Zaoszczędzona kwota stanowi równowartość prawie półrocznego zużycia energii elektrycznej w całej polskiej gospodarce. W przypadku jednostkowego zużycia to oszczędność rzędu 10 zł/MWh w całym okresie, a w latach 30-tych XXI wieku – nawet 30 zł/MWh.

Energia z wiatru może się stać także skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiej gospodarki. Jak wynika z szacunków sporządzonych na zlecenie PSEW, emisja CO₂ do atmosfery zmniejszyłaby się z obecnych 125 mln ton rocznie do 94 mln ton rocznie w 2030 r. W dalszej perspektywie emisja CO₂ spadłaby do 91 mln ton w 2040 r. – Taka skala redukcji emisji umożliwiłaby osiągnięcie celów zakładanych w tzw. pakiecie zimowym, który w przyszłej dekadzie wyznaczy kierunki rozwoju rynku energetycznego dla całej Unii Europejskiej. W scenariuszu prezentowanym przez PSEW emisje spadną z dzisiejszych ponad 800 kg CO₂/MWh wyprodukowanej energii elektrycznej netto do 475 kg CO₂/MWh w 2030 r., a w 2040 r. obniżą się do 380 kg CO₂/MWh. Realizacja scenariusza PSEW umożliwi szybsze spełnienie zobowiązań redukcyjnych w porównaniu ze scenariuszem ujętym w projekcie „PEP 2040”. Tam jeszcze w 2030 r. emisja wynosi 640 kg CO₂/MWh, a łączna emisja w okresie 2020-2040 r. jest wyższa o 16 proc., czyli o 336 mln ton.

2.10 Stochastyczny charakter wytwarzania energii elektrowni wiatrowych a bezpieczeństwo systemu

Niewątpliwie negatywną cechą energetyki wiatrowej jest stochastyczny charakter wytwarzania energii. Chwilowa moc generacyjna uzależniona jest od chwilowej prędkości wiatru, skutkiem czego wraz z jej zmianą zmienia się chwilowa moc elektryczna generatora. Tak jak w przypadku pojedynczej turbiny wiatrowej zjawisko to może nie mieć większego wpływu na funkcjonowanie sieci energetycznych, tak efekt skali ma ogromne znaczenie, tym większe, im większa całkowita moc zainstalowana farmy wiatrowej. Ciekawym przykładem nieprzewidywalnego charakteru pracy turbin wiatrowych był incydent polegający na nagłym i rozległym spadku mocy wytwórczej, jaki miał miejsce w Niemczech, na terenie dawnego NRD, w dniach 26-28 stycznia 2008 r. Z poziomu 7870 MW (lokalne maksimum) w okresie 29 godzin zegarowych moc wytwórcza spadła do 799 MW (lokalne minimum).

Z racji skali zjawiska zrekompensowanie braków energii dla potrzeb odbiorców zostało z powodzeniem zapewnione. Niemniej przy tak znaczącym spadku wymagało to udziału nie tylko mobilnych turbin parowo-gazowych i elektrowni szczytowo-pompowych, ale również elektrowni systemowych. Należy podkreślić, że na terenie byłego NRD w tamtym momencie łączna moc sprawnych i przyłączonych do systemu energetycznego konwencjonalnych jednostek wytwórczych wynosiła 16 GW.

Autorzy opracowania, specjaliści z ENERTRAG AG, konkludują, że w zaistniałej sytuacji system energetyczny stanął na wysokości zadania¹⁷. Mając na uwadze, przy jakich parametrach podołano nagłemu spadkowi mocy, wydaje się uzasadnione przyrównanie opisanego zjawiska do obecnych parametrów charakteryzujących parytet wytwórczy polskiego systemu energetycznego.

Zgodnie z danymi publikowanymi przez PSE na koniec 2016 r. elektrownie wiatrowe i inne źródła odnawialne osiągnęły łączną moc wytwórczą 6344 MW, gdzie pozostałe źródła wytwórcze osiągnęły moc 35 052 MW.

¹⁷ <http://psew.pl/wp-content/uploads/2016/12/f0cc93cd1f14ec1324c9f7d7d5a226f5.pdf>

| | 31.12.2014 r. | 31.12.2015 r. | 31.12.2016 r. |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Ogółem | 38 121 | 40 445 | 41 396 |
| Elektrownie zawodowe | 31 631 | 31 927 | 32 393 |
| Elektrownie zawodowe wodne | 2 369 | 2 290 | 2 296 |
| Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym: | 29 262 | 29 637 | 30 097 |
| na węglu kamiennym | 18 995 | 19 348 | 19 155 |
| na węglu brunatnym | 9 268 | 9 290 | 9 332 |
| gazowe | 999 | 999 | 1 610 |
| Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne | 3 877 | 5 687 | 6 344 |
| Elektrownia przemysłowa | 2 613 | 2 831 | 2 659 |
| JWCD | 24 663 | 24 782 | 25 097 |
| nJWCD | 13 458 | 15 664 | 16 299 |

Tabela 6. Parytet mocy wytwórczych w polskim systemie energetycznym w latach 2014-2016.

Źródło: https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczone-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2016#t1_1

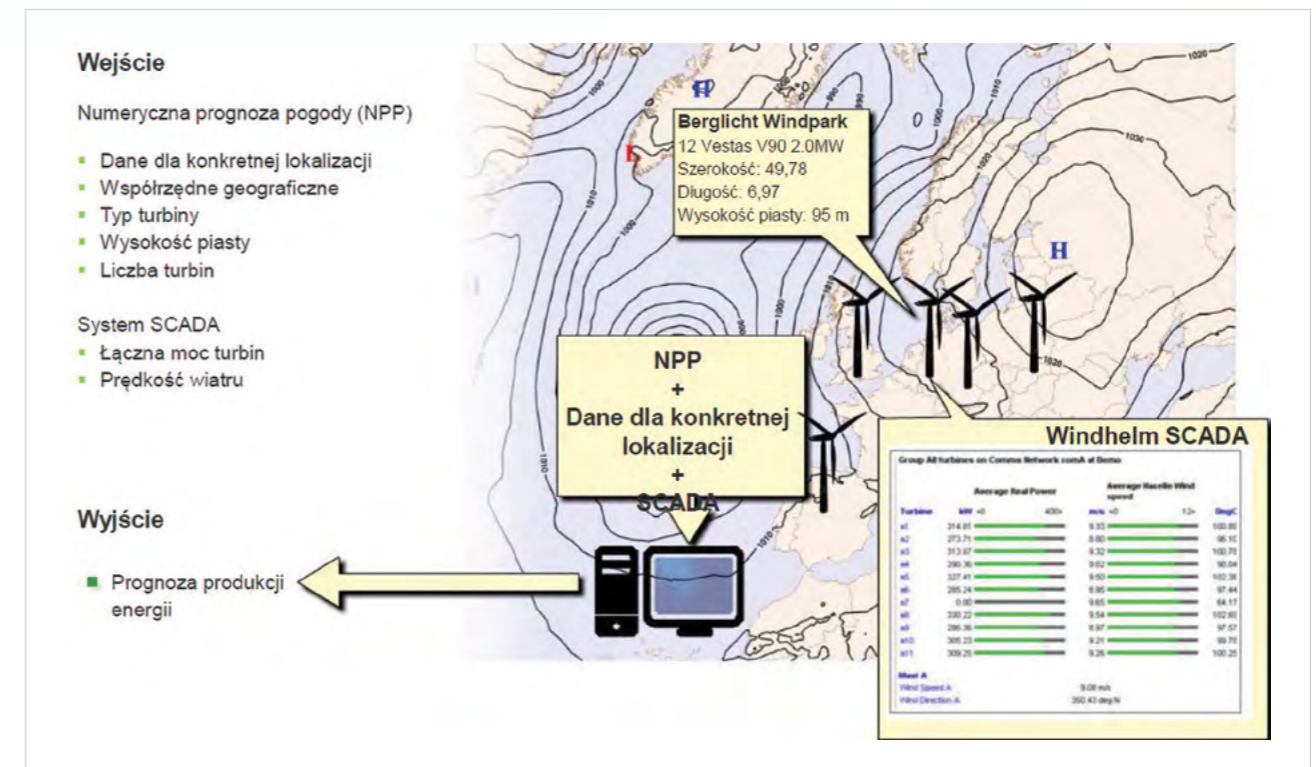
Z przedstawionych danych wynika, że w sytuacji, która miała w Niemczech w 2008 r., gwałtowny spadek mocy wytwórczej energii wiatrowej wymusił reakcję energetyki konwencjonalnej na poziomie 43% jej całkowitej mocy wytwórczej. W sytuacji, gdyby w Polsce na koniec 2016 r. nastąpił 100% spadek mocy wytwórczej energetyki wiatrowej, wymusiłby on reakcję na poziomie 18% mocy wytwórczej pozostałych jednostek wytwórczych przyłączonych do krajowego systemu energetycznego, czyli 2,5 raza mniejszym niż w opisanej powyżej sytuacji, która miała miejsce 10 lat temu.

Powyższe nasuwa dwa wnioski. Po pierwsze, można domniemywać, że Krajowy System Elektroenergetyczny, w tym przyłączone jednostki wytwórcze, jest w stanie uporać się z nagłym spadkiem mocy wytwórczej po stronie sektora energetyki wiatrowej. Po drugie, należy wskazać, że energetyka wiatrowa nie jest samodzielnym źródłem energii w systemach energetycznych.

2.11 Prognozowaniu energii z wiatru

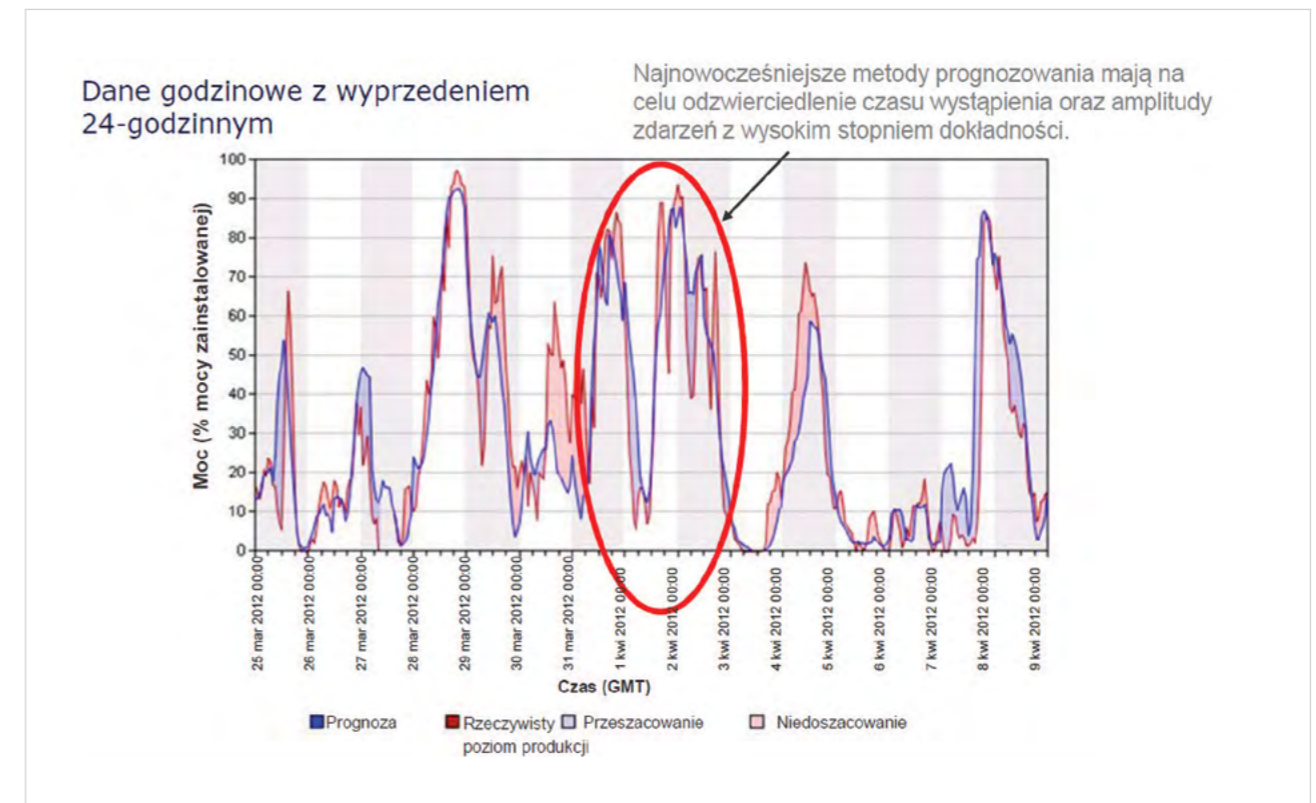
W poprzednim punkcie (2.10) wskazane zostało, że źródła wiatrowe mają stochastyczny charakter pracy i powoduje to określone skutki dla systemu elektroenergetycznego w postaci spadku mocy w systemie itp. Jednak niezaprzeczalny fakt, że są to źródła o zmiennej charakterystyce pracy, nie oznacza, że są to źródła nieprzewidywalne. Dzisiaj dzięki rozwojowi narzędzi prognostycznych coraz łatwiej jest z wyprzedzeniem przewidzieć i założyć produkcję energii ze źródeł wiatrowych. Wynika to z faktu, że osiągnięty został bardzo wysoki poziom trafności prognozowania produkcji energii. Jest to efektem monitorowania warunków atmosferycznych i niewątpliwie bardzo złożonych modeli matematycznych, dzięki którym możliwe jest przewidywanie produkcji energii w horyzoncie 12 godzin naprzód z dokładnością do 90% trafności prognozy. Posiadając wiedzę o przewidywanej mocy chwilowej, możliwe jest jej sterowanie poprzez ograniczanie, lub – jak to się dzieje obecnie – poprzez sterowanie innych źródeł wytwórczych, w tym konwencjonalnych.

Poniżej pokazano przykładowy sposób przygotowania prognozy dla produkcji pracy farmy wiatrowej. Schemat został przedstawiony w formie uproszczonej, za którą stoi skomplikowany model matematyczny, który jest w stanie pokazać prognozę produkcji bardzo zbliżoną do stanu rzeczywistego, co zobrazowane jest na kolejnym rysunku.



Rysunek 15. Przykładowy sposób przygotowania prognozy produkcji energii z farmy wiatrowej.

Źródło: DNV GL.



Rysunek 16. Rysunek obrazuje dokładność danych prognostycznych.

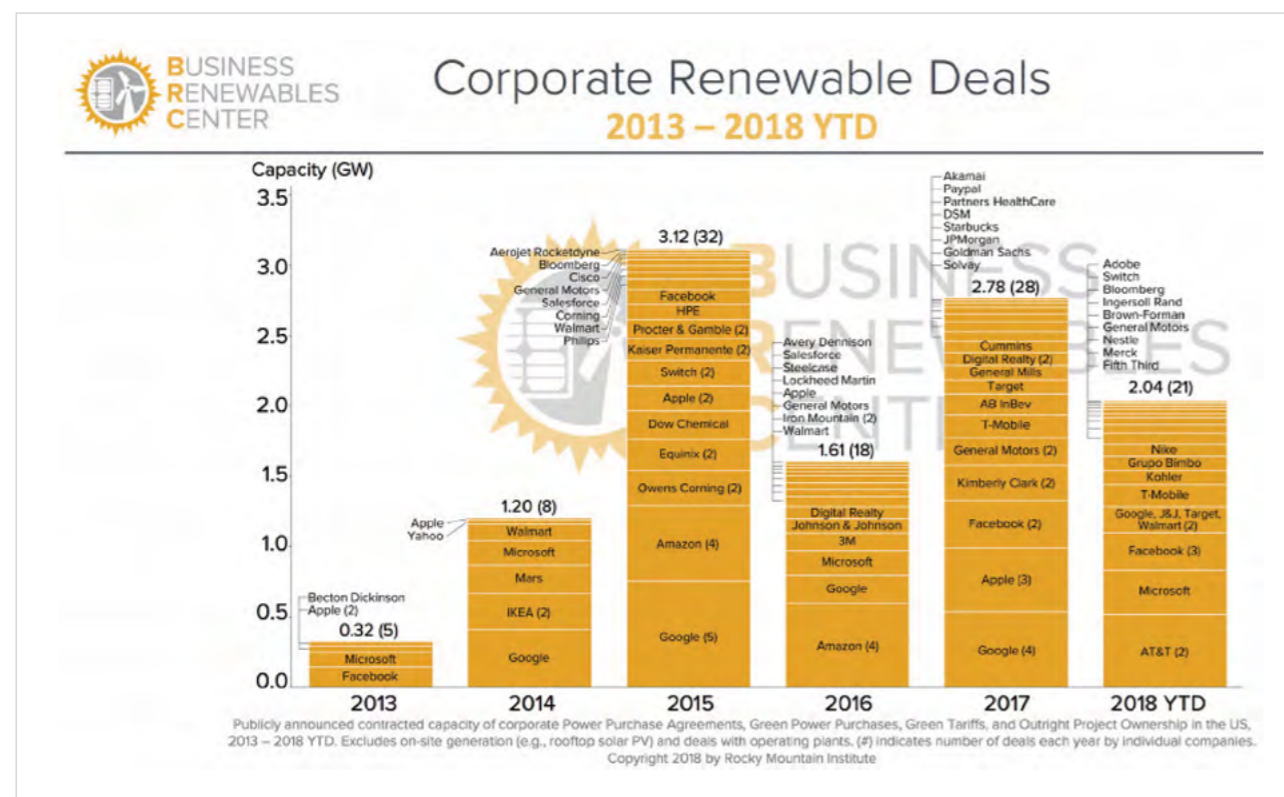
Źródło: DNV GL.

2.12 Współpraca OZE z polskim przemysłem

Najnowsze trendy przemysłowe w kraju takim jak Polska są bardzo szybko widoczne. Nasz kraj jest i był dotychczas bardzo atrakcyjnym rynkiem w Unii Europejskiej dla produkcji przemysłowej. Historycznie utrzymujemy wysoką jakość produkcji oraz wysoko wykwalifikowanych specjalistów. Rewolucja na rynkach przemysłowych zmierza w kierunku Przemysłu 4.0 (Industry 4.0), co oznacza w pełni zautomatyzowane i zrobotyzowane fabryki. Coraz więcej inwestorów, szczególnie zagranicznych, dostrzega aspekt ekonomiczny i społeczny zasilania swoich fabryk źródłami OZE (por. firmy z grupy RE100, <http://there100.org/companies>). Także fabryki przemysłowe w standardzie Przemysłu 4.0 chcą być już dzisiaj zasilane w 100% z tanich i nieemisyjnych źródeł energii. Przykładem pierwszej takiej fabryki w Polsce jest firma Mercedes Benz Manufacturing Poland sp. z o.o., która wszystkie media (tj. energię elektryczną, ciepło i chłód) będzie czerpała z lokalnych zasobów OZE. Trend jest jednoznaczny – fabryki w standardzie Przemysłu 4.0 w 100% zasilane z OZE to fakt. Można nawet pokusić się o stwierdzenie, że tworzy się nowy Przemysł 5.0, który będzie oznaczał Przemysł 4.0 plus 100% energii z OZE. Wielu inwestorów wybiera na inwestycje te kraje, które zapewniają możliwość budowy fabryk w oparciu o Przemysł 5.0.

Lokalne OZE, które zasilają pośrednio przez sieć lokalnego OSD lub bezpośrednio zakłady przemysłowe w pobliżu, mają wiele zalet:

- zużycie energii przez lokalnych odbiorców przekłada się na lokalne i bezpośrednie ograniczenia w emisji CO₂;
- dodatkowe lokalne źródła zasilania, zapasowość w stosunku do istniejącej sieci elektroenergetycznej;
- finansowanie OZE przez polski lokalny przemysł, co eliminuje potrzebę pomocy publicznej;
- lokalne bilansowanie energii – zużycie w większości energii w miejscu wytworzenia energii elektrycznej, obniżenie kosztów bilansowania i znaczna redukcja kosztów dystrybucyjnych dla OSD;
- tworzenie innowacyjnych miejsc pracy w tzw. Dolinach Przemysłowych 5.0, zgodnych z najnowszymi trendami i zero-emisyjną produkcją.



Rysunek 17. Liczba zawartych umów typu C-PPA na 100% zasilanie firm w USA i Meksyku.

Źródło: Rocky Mountain Institute, <http://businessrenewables.org/corporate-transactions/>

2.13 Wnioski

Energetyka wiatrowa od lat pozostaje w trwałym, wzrostowym trendzie. Przemawia za tym zarówno zwiększająca się moc zainstalowana farm wiatrowych, jak i rosnące wolumeny produkcji. Ma to miejsce zarówno w zakresie rozwoju technologii (większe i bardziej wydajne jednostki wytwórcze), jak i w skali prowadzonej produkcji (nowe moce i rosnąca generacja z wiatru). Energetyka wiatrowa dotychczas rozwijała się głównie na obszarach lądowych. Od niedawna zauważalna jest również jej ekspansja na morzach. Prognozy dotyczące kosztów wytworzenia nowych generacji turbin wskazują, że energetyka wiatrowa staje się atrakcyjną alternatywą dla źródeł konwencjonalnych. Nabiera to szczególnego znaczenia w kontekście postępujących procesów dekapitalizacji istniejącego w systemie potencjału wytwórczego i konieczności sukcesywnego zastępowania najstarszych jednostek nowymi.

Pomimo istotnej wady, jaką jest stochastyczny charakter pracy, generacja wiatrowa posiada znaczący potencjał rozwoju wynikający ze stosunkowo krótkich cykli inwestycyjnych, spadających kosztów wytworzenia oraz zdolności do świadczenia niektórych usług systemowych. Niewątpliwa zmienność produkcji wydaje się przy tym problemem możliwym do opanowania. Doświadczenia z innych krajów pokazują, że systemy energetyczne są w stanie sprostać potencjalnym nagłym zmianom generacji po stronie energetyki wiatrowej. Jednak związane jest to z tym, że system energetyczny musi funkcjonować w oparciu o różne typy jednostek wytwórczych, a samodzielne funkcjonowanie generacji wiatrowej jest oczywiście niemożliwe z punktu bezpieczeństwa energetycznego. Z racji obecnie przyłączonej generacji wiatrowej w Polsce oraz mocy poszczególnych farm wiatrowych ciekawym zagadnieniem do rozpoznania jest zakres dodatkowych usług, jakie energetyka wiatrowa może świadczyć dla uczestników KSE. Ekspertzy wykazali, że funkcjonalność energetyki wiatrowej wpisuje się w wiele zdefiniowanych w IRiESP usług regulacyjnych, a poprzez rozbudowanie urządzeń może świadczyć niezdefiniowane w instrukcji nowe funkcjonalności korzystnie wpływające na poprawę bezpieczeństwa i obniżenie kosztów funkcjonowania systemu energetycznego. Inwestorzy przemysłowi również zaczynają odgrywać znaczącą rolę w promocji OZE, szczególnie wiatru na lądzie i wielkoskalowych instalacji PV, co potwierdzają liczne zamierzenia inwestycyjne dotyczące budowy OZE w sąsiedztwie obiektów przemysłowych innych branż. Nie bez znaczenia dla rozwoju i popularyzacji odnawialnych źródeł energii pozostaje również trend prosumencki, w ramach którego poszerza się grupa przedsiębiorstw przemysłowych samodzielnie zaspokajających swoje potrzeby energetyczne.

Analiza komplementarności energetyki węglowej i wiatrowej



3. ANALIZA KOMPLEMENTARNOŚCI ENERGETYKI WĘGLOWEJ I WIATROWEJ

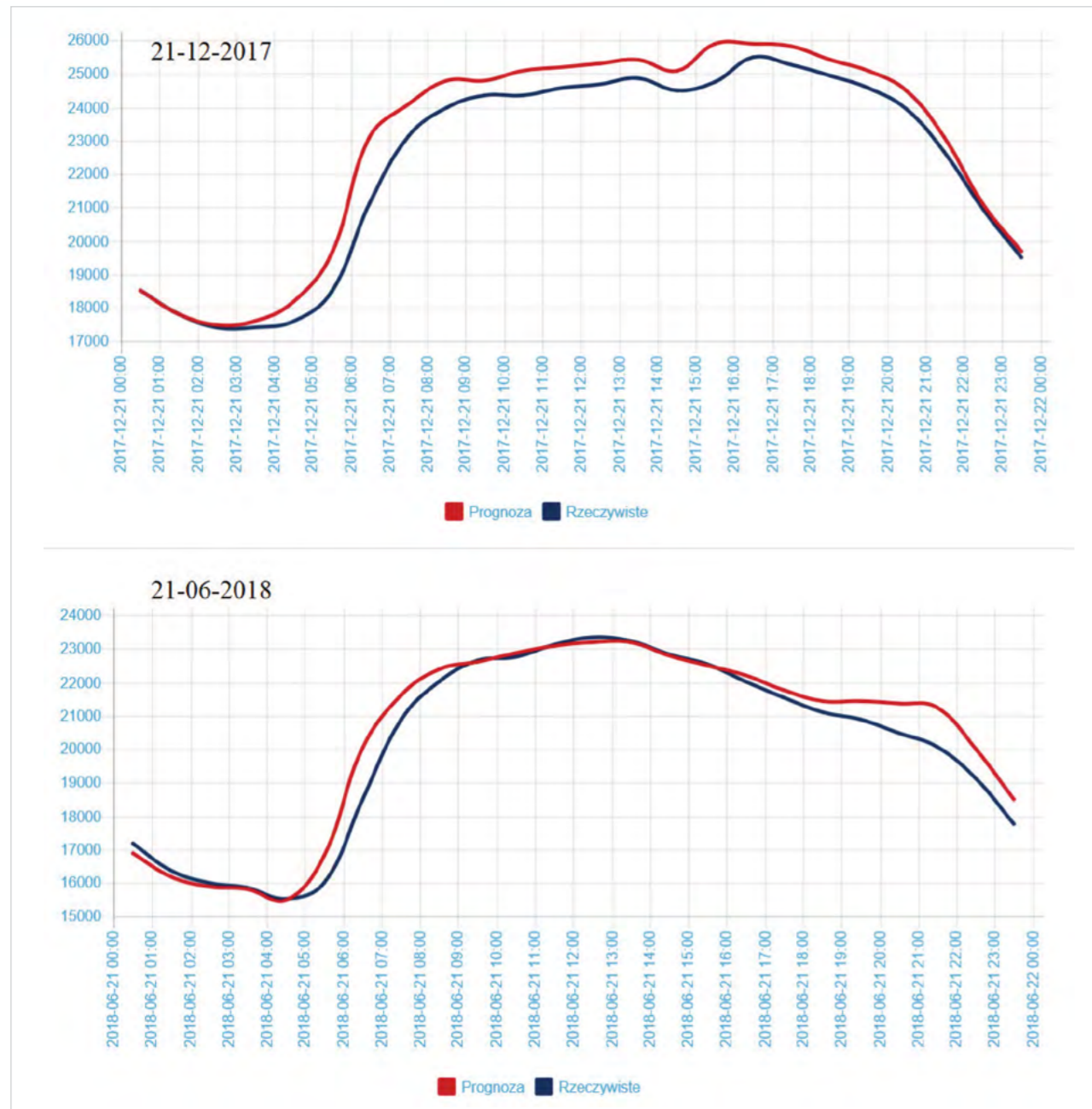
3.1 Charakter mocy i parametry kontrolowane w KSE

Punktem wyjścia do przedmiotowej analizy jest stwierdzenie, że Krajowy System Elektroenergetyczny funkcjonuje w celu wypełnienia podstawowego obowiązku, jakim jest zapewnienie dostaw energii elektrycznej podmiotom prywatnym i instytucjonalnym, które na tę energię zapotrzebowanie zgłaszają. Innymi słowy celem KSE jest wypełnienie zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców w rozumieniu ilościowym oraz sprostanie specyfice tego zapotrzebowania, czyli z uwzględnieniem dużej zmienności zapotrzebowania w ciągu doby i danej pory roku. Jest to istotne założenie, gdyż już samo zapotrzebowanie na moc ma charakter stochastyczny i wymusza dynamiczne sterowanie jednostkami wytwórczymi przyłączonymi do KSE. Do parametrów wymagających kontroli i dynamicznego sterowania zaliczają się: bilans mocy, napięcie i częstotliwość. Bilans mocy, czyli zapewnienie równowagi zapotrzebowania i generacji, jest konieczny w czasie rzeczywistym. W połączonym synchronicznym systemie krajów europejskich odpowiedzialność za utrzymanie znamionowej częstotliwości (50 Hz) oraz uzgodnionej wcześniej mocy wymiany na połączeniach międzynarodowych odbywa się w skoordynowany sposób według zasad ustalonych przez ENTSO-E. Kluczową rolę w tym procesie odgrywają regulatory centralne LFC (Load Frequency Control) w ustalonych obszarach regulacyjnych. Jednym z europejskich obszarów regulacyjnych jest Krajowy System Elektroenergetyczny. Regulacja napięcia w sieci przesyłowej ma charakter lokalny i KSE odbywa się z wykorzystaniem układów ARNE, ARST i SORN.



3.2 Składowa stała i zmienna zapotrzebowania dobowego na energię

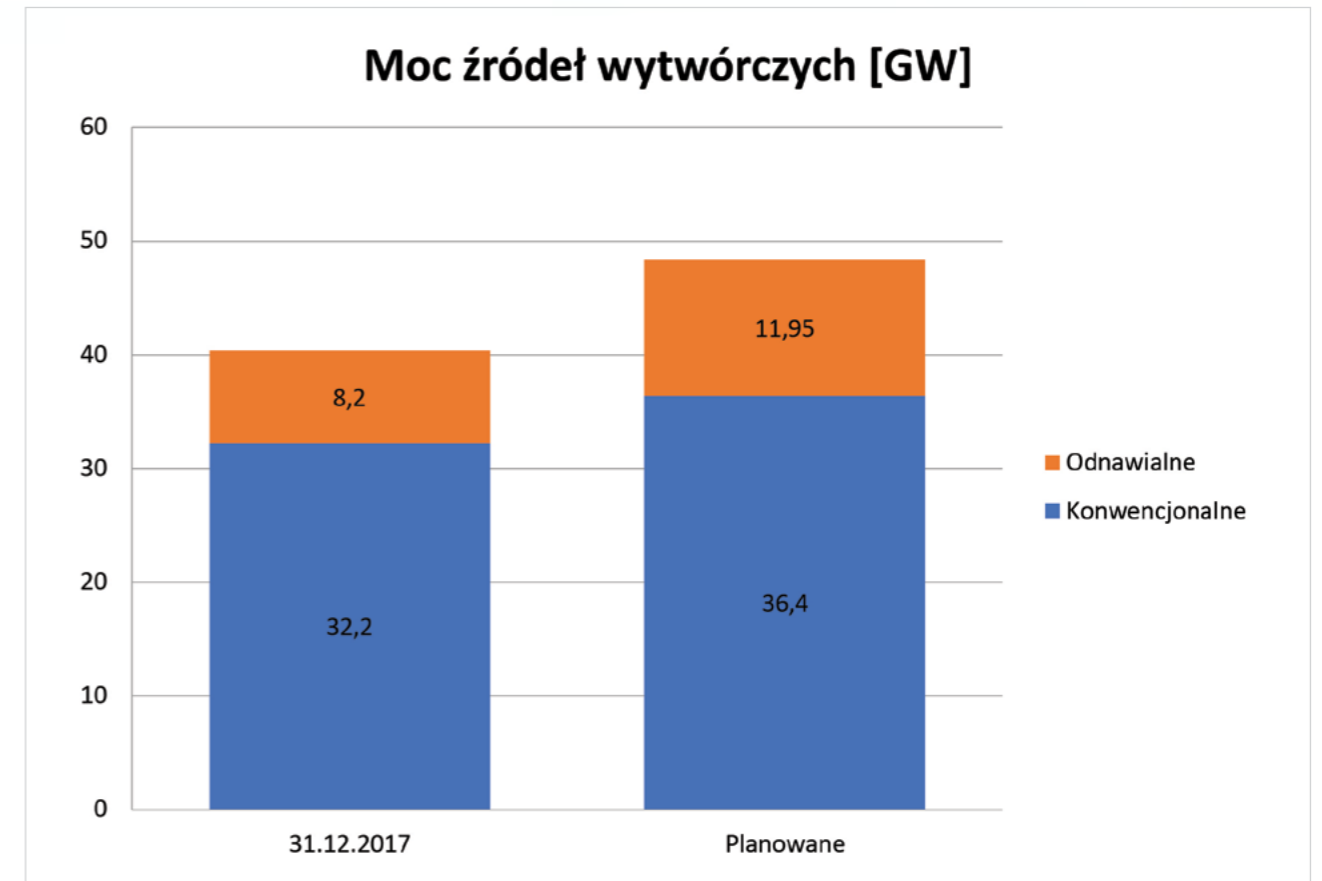
W przypadku kontroli i sterowania mocą w pierwszej kolejności należy określić specyfikę dynamiki zmian zapotrzebowania na energię elektryczną. Jest to zjawisko monitorowane w trybie ciągłym. W efekcie określono cykliczność zapotrzebowania na energię elektryczną w cyklu dobowym oraz zmienność tego zapotrzebowania w cyklu dobowym w zależności od pory roku. W praktyce często spotykanymi wyznacznikami jest zapotrzebowanie dobowe w szczycie letnim i zapotrzebowanie dobowe w szczycie zimowym. Na poniższym wykresie zaprezentowano zapotrzebowanie dobowe dla przesilenia letniego i zimowego.



Rysunek 18. Zapotrzebowanie dobowe w szczycie letnim i zimowym.

Źródło: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/zapotrzebowanie-mocy-kse>

Jak można zaobserwować na powyższych wykresach, zapotrzebowanie na moc w szczycie letnim nie spada poniżej 15 500 MW, a w szczycie zimowym poniżej 17 500 MW. Oznacza to de facto, że moc wytwórcza do wyżej przywołanych poziomów może funkcjonować w ciągu doby w sposób stabilny, bez konieczności istotnych zmian po jej stronie. Faktycznym wyzwaniem w zakresie regulacji mocy wytwórczej jest przedział wariacji w cyklu dobowym, który latem funkcjonuje w przedziale od 15 500 do 23 300 MW, a zimą od 17 500 do 26 000 MW. Oznacza to regulację mocy w przedziale od 0% do 100% dla mocy wytwórczej na poziomie 7800 MW latem i 8500 MW zimą. Jest to istotny aspekt, gdyż taki zakres mocy wymaga codziennej regulacji przez system. Na poniższym wykresie zaprezentowano parytet zainstalowanej mocy w jednostkach konwencjonalnych i odnawialnych na 31 grudnia 2017 r. oraz moc planowaną w drodze realizacji inwestycji w energetykę konwencjonalną (rozbudowa elektrowni Opolo 1,8 GW, Kozienice 1 GW, Turów 490 MW i Jaworzno 910 MW), oraz morskie farmy wiatrowe (Polenergia 1,2 GW, PGE 1 GW, PKN Orlen 1,2 GW, Baltic Trade Invest 350 MW).



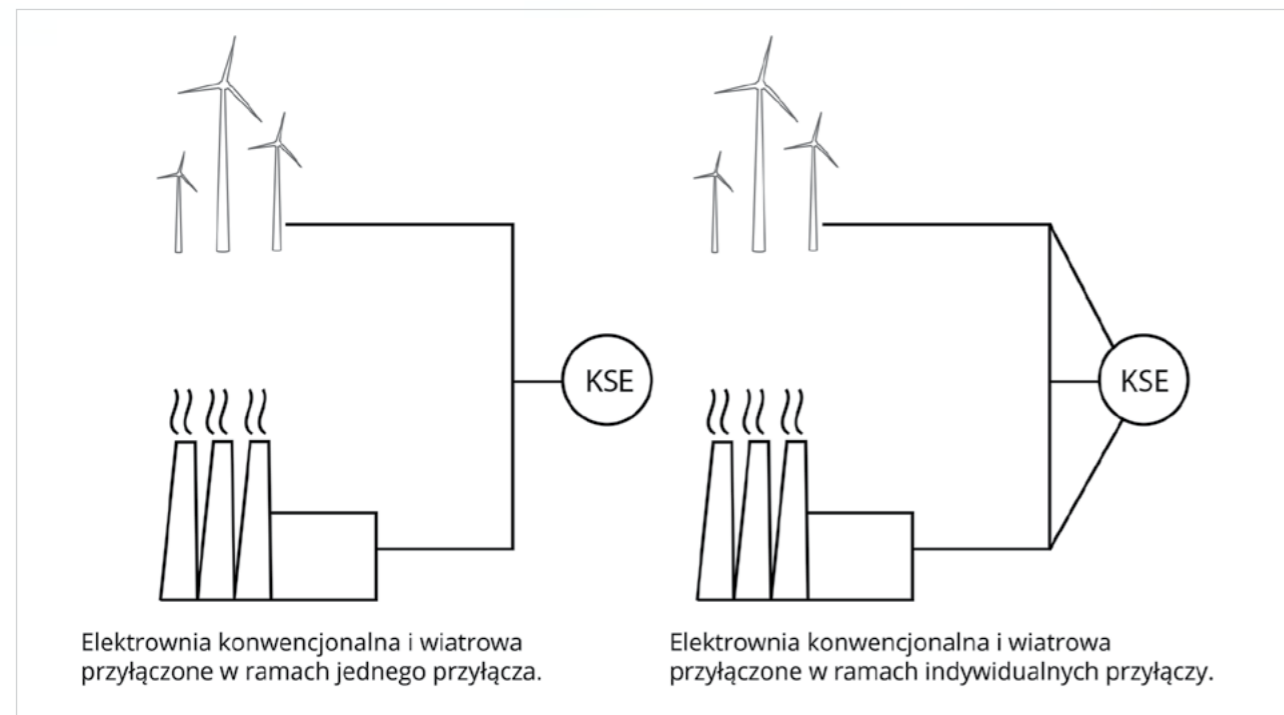
Rysunek 19. Udział mocy ze źródeł konwencjonalnych i odnawialnych na dzień 31.12.2017 r. oraz udział mocy powiększony o planowane jednostki wytwórcze.

Źródło: opracowanie własne.

Mając na uwadze, że zmienność zapotrzebowania waha się w przedziale 7,8-8,5 GW, na koniec 2017 r. moc odnawialna była w stanie prawie wypełnić moc regulacyjną, zakładając, że pracuje z pełną mocą wytwórczą. Uwzględniając planowaną realizację morskich farm wiatrowych, całkowita moc wytwórcza odnawialnych źródeł energii przewyższy poziom dobowej zmienności zapotrzebowania energii o blisko 50%, dzięki czemu będzie stanowić bardziej efektywny element regulacyjny. Taka konstrukcja systemu wytwarzania energii pozwoli w znacznym stopniu przesunąć element regulacyjny z jednostek konwencjonalnych na odnawialne źródła energii oraz wzmocnić stabilność podstawy konwencjonalnej, wykorzystując inne korzystne dla systemu cechy odnawialnych źródeł energii poza ich mocą wytwórczą.

3.3 Współpraca elektrowni konwencjonalnych i elektrowni wiatrowych

Mając na uwadze charakter pracy jednostek wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, można wyróżnić dwa rodzaje współpracy. Pierwszy scenariusz dotyczy sytuacji, w której zarówno elektrownia konwencjonalna, jak i elektrownia wiatrowa są połączone wspólną siecią energetyczną i posiadają wspólne przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Mając na uwadze wielkości jednostek wytwórczych, miałyby to odczuwalne zastosowanie, gdyby przy jednostkach konwencjonalnych o mocach rzędu 400 MW funkcjonowały farmy wiatrowe o mocach rzędu 50 MW. Obiekty takie musiałyby się charakteryzować stosunkowo niewielką odległością między sobą. W takim scenariuszu regulacja odbywałaby się w relacji elektrownia konwencjonalna wobec elektrowni wiatrowej, a punktem pomiaru do systemu byłaby granica stron bez wnikania w zakres regulacyjny obiektów. Drugi scenariusz dotyczy sytuacji, w której elektrownie konwencjonalne posiadają przyłącza niezależne od elektrowni wiatrowych. W tym przypadku lokalizacja pomiędzy jednostkami wytwórczymi nie jest już tak istotna, a regulacja odbywa się z perspektywy całego systemu. Na poniższym rysunku przedstawiono dwa modele współpracy elektrowni konwencjonalnych i elektrowni wiatrowych.



Rysunek 20. Schematy ideowe współpracy elektrowni konwencjonalnych z elektrowniami wiatrowymi z perspektywy systemu elektroenergetycznego.

Źródło: opracowanie własne.

Scenariusz drugi obecnie funkcjonuje, chociaż z ograniczonymi uprawnieniami operatora do pełnej regulacji. Choć technicznie jest on w stanie wykonać zadania regulacyjne, z mocy prawa jest mu to zabronione. Pierwszy scenariusz jest natomiast rozwiązaniem teoretycznym, które przenosi zadania regulacyjne na wytwórcę, co w konsekwencji może wzbogacić rolę wytwórcy w systemie. Takie realizacje wychodzą naprzeciw idei rozproszonego systemu zarządzania. Jest to istotne, ponieważ od dłuższego czasu obserwowana jest zmiana roli operatorów sieci dystrybucyjnych i zapotrzebowanie na lokalną regulację.

3.4 Współpraca różnych źródeł generacji w zmiennych uwarunkowaniach pogodowych

We wcześniejszej części rozdziału wspomniano o zmienności zapotrzebowania na energię w zależności od pory roku oraz w ujęciu dobowym. Przyczyn tej zmienności można szukać w uwarunkowaniach pogodowych oraz w czasookresach wschodów i zachodów słońca. Najbardziej przyziemnym przykładem jest związek przyczynowo-skutkowy pomiędzy zmierzchem a włączaniem oświetlenia w pomieszczeniach. Jest to przykład zjawiska inicjującego popyt na energię elektryczną.

W systemie energetycznym są również zjawiska wynikające pośrednio ze zjawisk pogodowych. Innymi ciekawym zjawiskiem jest zmienność produkcji energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe i elektrownie słoneczne, które są ujemnie skorelowane. Latem elektrownie słoneczne osiągają maksyma produkcji energii, gdy elektrownie wiatrowe mają najmniejszą wydajność ze względu na najłagodniejsze wiatry. Natomiast jesienią i zimą, gdy wiatr przybiera na sile i osiąga swoje maksyma, elektrownie wiatrowe potrafią generować energię z maksymalną mocą, natomiast ze względu na słabe nasłonecznienie w okresie zimy elektrownie słoneczne osiągają swoje minima produkcji.

Innym przykładem jest wpływ przymrozków na generację energii w systemie. Z chwilą pojawiania się przymrozków swoją aktywność wykazują jednostki kogeneracyjne, które jednocześnie zaczynają wprowadzać energię elektryczną (jako odpad produkcji ciepła) do sieci. Zazwyczaj zjawisku temu towarzyszy spadek wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe, gdyż zazwyczaj ze spadkiem temperatur zachodzi zjawisko osłabienia prędkości wiatru.

Ostatecznie można stwierdzić, że zapotrzebowanie zarówno na energię, jak i produkcję w poszczególnych źródłach energii można przewidzieć i pewnym stopniu zaplanować.

3.5 Współpraca KSE z sieciami energetycznymi krajów ościennych

Wielokrotnie przytaczano w przeróżnych opracowaniach poświęconych Krajowemu Systemowi Elektroenergetycznemu informacje na temat jego struktury, wartości poszczególnych mocy i rozmieszczenia poszczególnych jednostek wytwórczych. Jak już wskazano w poprzednim punkcie, jego nadrzędnym celem jest zapewnienie dostaw energii elektrycznej do odbiorców zgodnie z ich oczekiwaniami. W rozdziale pierwszym zaprezentowana została mapa Polski, na tle której przedstawiono usytuowanie poszczególnych elementów sieci przesyłowej i dużych jednostek wytwórczych. Od dłuższego czasu należy uznać takie prezentowanie informacji na temat pracy KSE jako niepełne. Wynika to z tego, że polski KSE nie funkcjonuje w systemie tzw. wyspowym, tylko jest zintegrowany wieloma połączeniami transgranicznymi z sieciami energetycznymi krajów ościennych. Co ważniejsze, niemal w każdej chwili dochodzi do eksportu lub importu energii z tymi krajami. Na poniższym rysunku przedstawiono bilans energii na połączeniach transgranicznych z 14 listopada 2018 r. o godz. 22:13.



Rysunek 21. Bilans przesyłu energii na połączeniach transgranicznych z krajami ościennymi.

Źródło: www.pse.pl

Powyższy schemat wskazuje, że zarządzanie mocą w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym nie ogranicza się wyłącznie do pokrycia zapotrzebowania na energię zgłaszanego przez krajowych odbiorców, ale również polega na udziale w wymianie mocy z sieciami krajów ościennych. Co ważniejsze, efekt ten będzie się wzmacniał, ponieważ planowana jest znacząca rozbudowa sieci transgranicznych zarówno lądowych, jak i na dnie Morza Bałtyckiego. Jest to o tyle istotne, że znacząco wpływa na dynamikę zarządzania mocą systemu.

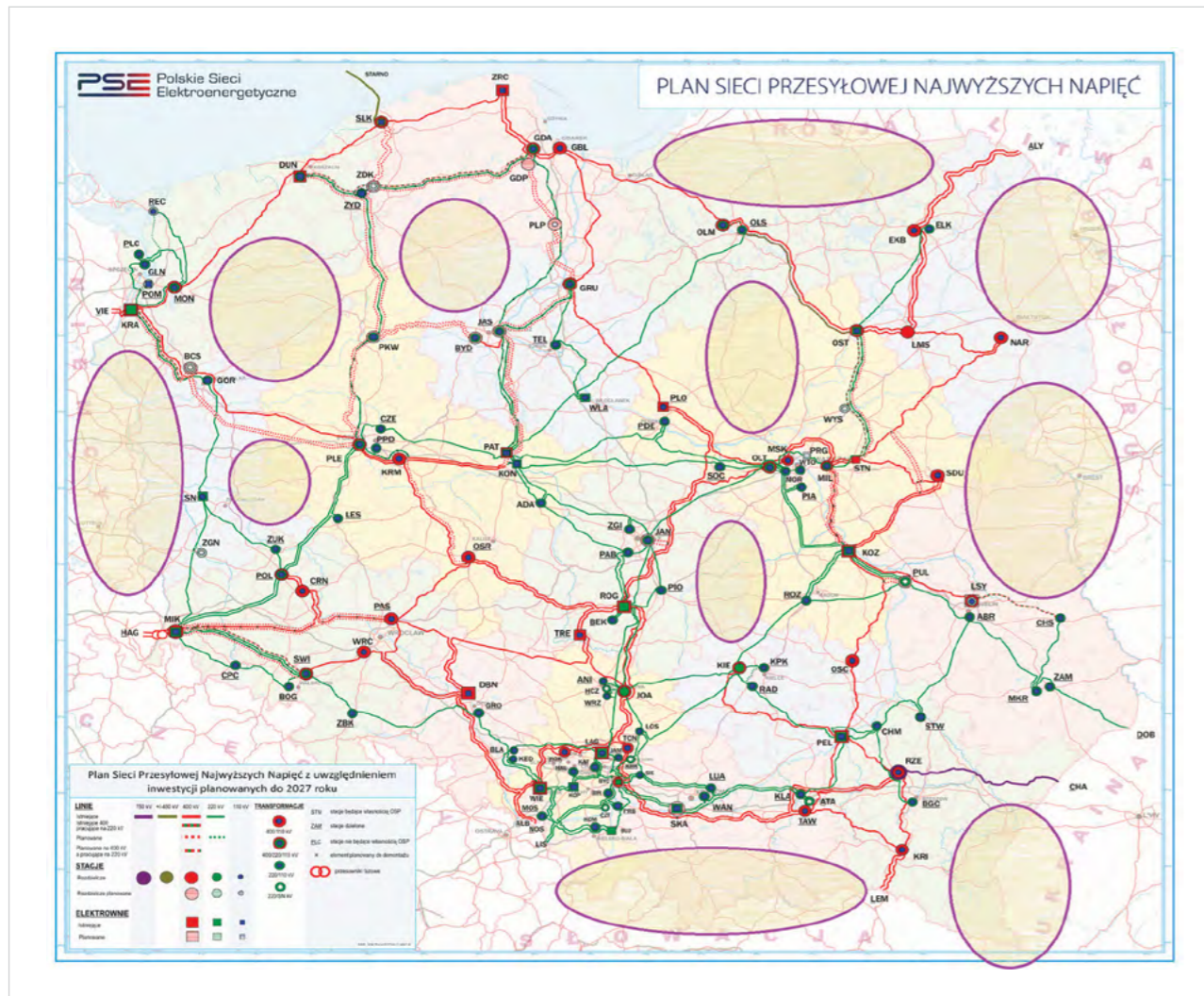
Jednym z trudniejszych aspektów przesyłu transgranicznego jest to, że niekiedy dochodzi do transferu energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownie wiatrowe w północnej części Niemiec, na południe Niemiec za pośrednictwem zachodniej części polskiego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Powyższe determinuje kilka podstawowych cech wytwarzania energii w Polsce. Z racji specyfiki zapotrzebowania na energię w kraju w systemie dobowym możliwe jest zdefiniowanie mocy wytwórczej jako składowej stałej, która w cyklu dobowym nie będzie ulegać istotnym zmianom. Możliwe jest też określenie przedziału mocy, który w swoim zakresie w ciągu doby będzie wynosił 100% zmienności (składowa zmienna). Co więcej, Krajowy System Energetyczny, z racji połączeń transgranicznych oddziałuje na systemy energetyczne krajów ościennych, w efekcie czego może brać czynny udział w wypełnianiu zapotrzebowania energetycznego również w krajach ościennych. To jednak będzie się kwalifikować do mocy wytwórczej dynamicznie regulowanej.

3.6 Topografia KSE i otoczenia

Jedną z kluczowych cech determinujących działanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego jest jego topografia, w zakresie instalacji zarówno przesyłowej, jak i wytwórczej.

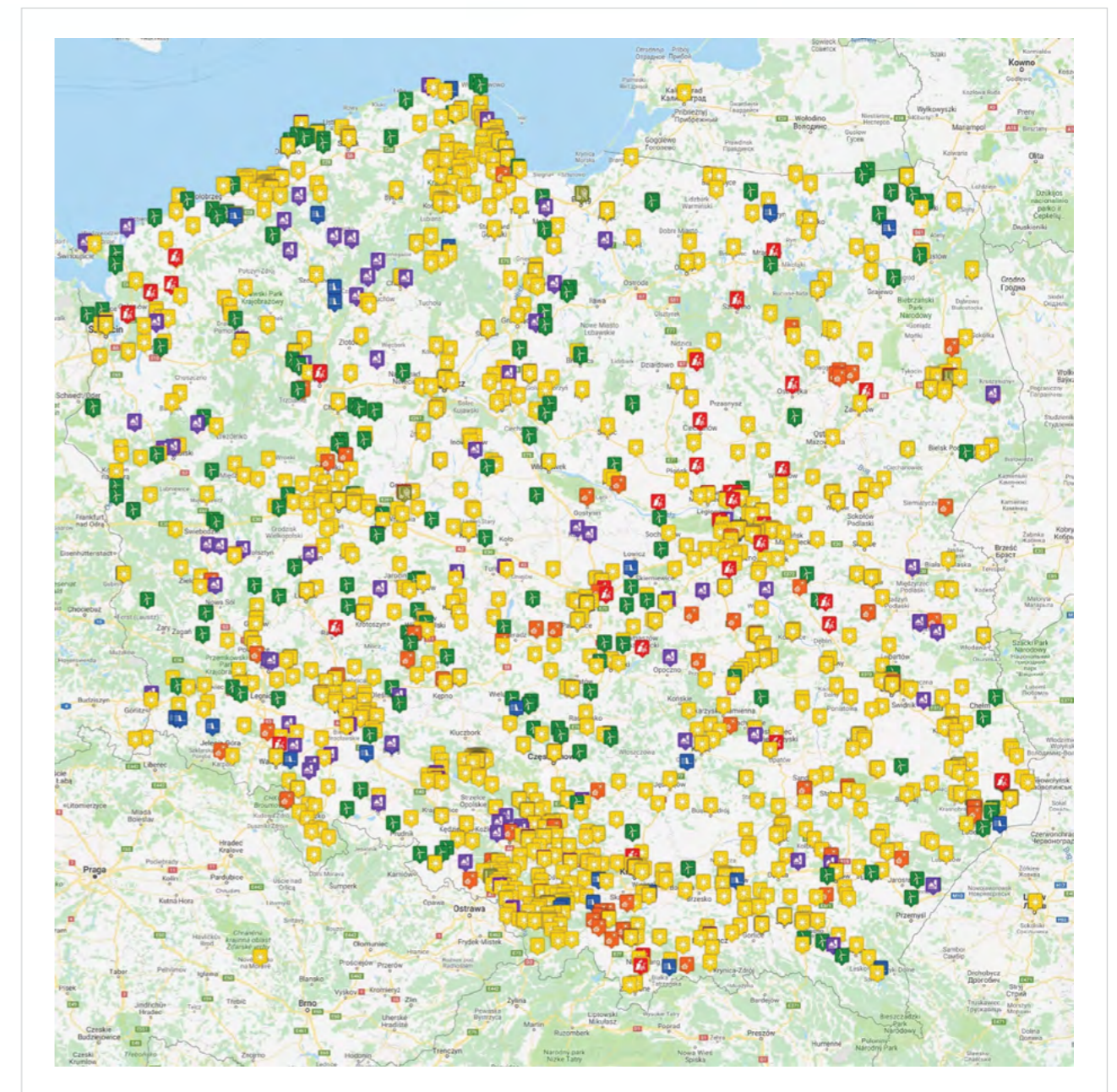
W rozdziale poświęconym energetyce węglowej pokazano mapy Polski prezentujące usytuowanie sieci oraz konwencjonalnych jednostek wytwórczych. Na poniższej mapie uzupełniono grafikę o wskazanie obszarów ubogich w instalacje energetyczne. Charakteryzują się one dużą odległością od jednostek wytwórczych oraz złożoną infrastrukturą stosowaną dla celów dostaw energii elektrycznej do odbiorców.



Rysunek 22. Obszary ubogie w sieci przesyłowe oraz konwencjonalne jednostki wytwórcze.

Źródło: opracowanie własne.

Zagadnienie powyższe nabiera znaczenia ze względu na to, że zmienia się charakter sieci dystrybucyjnych, w których pojawia się zjawisko bilansowania mocy oraz zachowania standardów jakościowych energii. Od pewnego czasu obserwuje się zmianę zachowań operatorów sieci dystrybucyjnych, którzy przestali być biernymi uczestnikami systemu i coraz aktywniej uczestniczą w bilansowaniu energii, czego efektem jest konieczność zmiany struktury Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na bardziej rozproszoną. Naprzeciw temu wyzwaniu wychodzi energetyka odnawialna. Na poniższym rysunku przedstawiono usytuowanie poszczególnych instalacji wytwórczych odnawialnych źródeł energii w kraju.



Rysunek 23. Usytuowanie odnawialnych źródeł energii w kraju.

Źródło: <http://gramzielone.pl/mapa-instalacji-oze>

Oczywiście moc zarówno jednostkowa, jak i całkowita jest znacząco mniejsza od jednostek konwencjonalnych, ale ich rozproszone usytuowanie w istotny sposób wpływa na poprawę skuteczności i efektywności kontrolowania mocy i parametrów jakościowych energii w sieci.

3.7 Możliwości regulacyjne w KSE

Współczesne rozwiązania technologiczne w zakresie bloków węglowych charakteryzują się większą sprawnością regulacyjną niż aktualnie funkcjonujące bloki w kraju. Na przykładzie jednostek konwencjonalnych budowanych na przełomie XX i XXI w. w Niemczech stwierdzono ich następujące zdolności regulacyjne.

| Wymagania regulacyjne | Blok węglowy |
|--|--|
| Szybkość i zakres zmian obciążenia w pracy ustalonej | 2-5%/min (40-100 % obciążenia) |
| Czas rozruchu po 8 godz. postoju | 90-120 min |
| Obciążenie minimalne (% mocy znamionowej) | Ok. 25% (praca z recyrkulacją) ok. 40% (praca przepływowa) |
| Zrzut obciążenia na potrzeby własne | Tak, praca turbiny na bypass |
| Sprawność netto (100% obciążenia) | 45-46% |
| Sprawność netto (50% obciążenia) | 41-43 % |
| Emisja CO ₂ , kg/MWh | <750 |
| Emisja SO ₂ , mg/Nm ³ | 100-200 |
| Emisja NO _x , mg/Nm ³ | 75-100 |

Tabela 7. Sprawność regulacyjna bloków węglowych.

Źródło: https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/pliki/2/mpawlik_ec13_zaawans.pdf

Istotne jest, że testowane bloki spełniają wymagania UCTE w zakresie właściwości regulacyjnych. Niemniej pojawiły się problemy, takie jak praca przerywana bloków, szybkie rozruchy, rosnący zakres zmian obciążenia, zrzut obciążenia na potrzeby własne, praca wyspowa, zdolność do odbudowy systemu po blackoutcie, które to mają wpływ na zapewnienie bezpieczeństwa i ekonomiki dostaw energii do odbiorców.

Rodzimym przykładem potwierdzającym powyższe trudności jest blackout energetyczny w Szczecinie, który miał miejsce w 2008 r. W celu przywrócenia systemu wykorzystywane były elektrownie wiatrowe usytuowane w gminie Wolin.

W 2017 r. eksperci Instytutu Energetyki w Gdańsku przeprowadzili symulacje, których celem było zweryfikowanie udziału energetyki wiatrowej w pasmach rezerw i wpływu takiego zjawiska na koszty eksploatacji jednostek wytwórczych. W ramach prowadzonych symulacji zweryfikowali wpływ alokacji rezerw w sektorze energetyki wiatrowej, w przedziale 100-600 MW w kroku 50 MW.

W poniższej tabeli przedstawiono wyniki symulacji.

| Pasma rezerwy alokowane na FW | Liczba unikniętych odstawiń JWCD | Utracona produkcja FW | Koszt unikniętych uruchomień JWCD | Wartość utraconej produkcji FW | Saldo kosztów zmiennych |
|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| [MW] | [szt/rok] | [MWh/rok] | [zł/rok] | [zł/rok] | [zł/rok] |
| 100 | 40 | 482 | 2 630 587 | 57 840 | 2 572 747 |
| 150 | 107 | 2 201 | 7 083 917 | 264 098 | 6 819 820 |
| 200 | 175 | 5 076 | 11 578 364 | 609 140 | 10 969 225 |
| 250 | 203 | 9 167 | 13 368 103 | 1 100 061 | 12 268 042 |
| 300 | 291 | 14 896 | 19 225 169 | 1 787 465 | 17 437 705 |
| 350 | 308 | 22 470 | 20 315 230 | 2 696 436 | 17 618 793 |
| 400 | 372 | 32 315 | 24 586 724 | 3 877 817 | 20 708 906 |
| 450 | 431 | 44 727 | 28 490 553 | 5 367 267 | 23 123 286 |
| 500 | 464 | 59 918 | 30 633 800 | 7 190 135 | 23 443 665 |
| 550 | 467 | 78 066 | 30 823 489 | 9 367 930 | 21 455 559 |
| 600 | 557 | 99 619 | 36 768 658 | 11 954 317 | 24 814 340 |

Tabela 8. Wyniki symulacji alokacji półpasma rezerwy wtórnej w generacji wiatrowej.

Źródło: <http://psew.pl/wp-content/uploads/2017/12/Analiza-korzyści-finansowych-z-alkacji-R2-na-FW.pdf>

Jak można zauważyć, efektem alokacji rezerwy na generacji wiatrowej było ograniczenie odstawiń i ponownych uruchomień Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD). Takie zjawisko niesie ze sobą korzyści po stronie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym w samych JWCD. Zmniejszenie liczby wyłączeń i ponownych włączeń ewidentnie wpływa na wydłużenie żywotności i zmniejszenie awaryjności tych jednostek. Jednocześnie eksperci Instytutu wykazali korzyści finansowe, porównując koszty związane z ponownym uruchamianiem JWCD z utraconym kosztem powstałym na skutek ograniczenia produkcji po stronie generacji wiatrowej.

I tak przy przeniesieniu pasma rezerwy w wysokości 100 MW na generację wiatrową możliwe jest uniknięcie 40 odstawiń JWCD rocznie, co niesie za sobą ograniczenie kosztów na poziomie blisko 2,6 mln zł. Dla pasma na poziomie 300 MW ograniczamy przymusowe odstawięcia JWCD o blisko 300 rocznie i uzyskujemy oszczędność na poziomie 17,5 mln zł. Przy paśmie na poziomie 500 MW ograniczamy liczbę odstawiń o 464 w roku i uzyskujemy oszczędność na poziomie 23,5 mln zł¹⁸.

W 2016 r. eksperci Instytutu Energetyki w Gdańsku przeprowadzili analizę możliwych usług, jakie mogłaby świadczyć generacja wiatrowa i zapotrzebowania na te usługi przez Krajowy System Elektroenergetyczny. Analiza została opracowana przy wsparciu wybranych producentów turbin i operatorów istniejących w Polsce farm wiatrowych. W pierwszej kolejności przedmiotem analizy były możliwości techniczne niezbędne do wypełnienia usług regulacyjnych określonych w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego. Zdaniem ekspertów Instytutu generacja wiatrowa jest w stanie sprostać następującym usługom:

- regulacja pierwotnej częstotliwości (Frequency Containment Reserve – FCR),
- regulacja wtórnej częstotliwości i mocy czynnej (Frequency Restoration Reserve – FRR),
- regulacja trójna (Replacement Reserve – RR),
- regulacja napięcia i mocy biernej.

Zauważono również, że przez uzupełnienie generacji wiatrowej o dodatkowe urządzenia możliwe jest świadczenie funkcjonalności, które nie są skatalogowane w IRIESP jako usługi regulacyjne, ale mogą być wykorzystywane dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności pracy Krajowego Systemu Energetycznego. Do tych funkcjonalności zaliczyć można:

- Szybka odpowiedź na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response),
- Szybka generacja prądu biernej (Fast Reactive Current injection),
- Regulacja napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Jak można zauważyć, funkcjonowanie energetyki wiatrowej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym stanowi dodatkowe źródła regulacyjne, poprawiające jego funkcjonalność¹⁹.

3.8 Elastyczność bloków energetycznych

Ponad 80% energii w naszym kraju pochodzi z paliw kopalnych, ale pierwszeństwo w dostępie do sieci mają źródła odnawialne. Wraz z rosnącą produkcją energii z farm wiatrowych na elektrownie węglowe spada cała odpowiedzialność za równoważenie zmiennego wytwarzania ze źródeł OZE. To oznacza, że elektrownie bardzo często muszą pracować w obciążeniu bliskim minimumom technicznym, być w ogóle odstawiane lub pracować z niepełną mocą. Bloki węglowe nie są technicznie przystosowane do pracy w takim trybie.

Należy również podkreślić, że statystyczna polska elektrownia jest mocno wyeksploatowana – liczy sobie blisko 40 lat, zaprojektowano ją, by pracowała w „podstawie obciążenia” i dostarczała energię w stabilnych ilościach. Z wiekiem elastyczność elektrowni węglowych spada, a rośnie ich awaryjność. Dodatkowo stężenie emisji zanieczyszczeń odbiega od współczesnych norm i część bloków węglowych należy wycofać z użytku. Za to źródła odnawialne stają się coraz tańsze i coraz liczniejsze. To oznacza, że KSE potrzebuje nowych mocy, które ułatwią integrację OZE z systemem.

Elektrownie węglowe stanowią blisko 70% mocy zainstalowanej w KSE. Są to głównie Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD). Bloki te były projektowane do pracy w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego z czasem wykorzystania ponad 5 tys. godzin w roku. Ograniczenia techniczne większości użytkowanych obecnie bloków wymuszają pracę z minimum technicznym na poziomie ok. 55% mocy nominalnej, przy nie więcej niż 50 uruchomieniach na rok.

¹⁸ <http://psew.pl/wp-content/uploads/2017/12/Analiza-korzyści-finansowych-z-alkacji-R2-na-FW.pdf>

¹⁹ <http://psew.pl/wp-content/uploads/2016/12/7d64dd5987adee1fe4bfea0795b2f1ab.pdf>

Rosnący udział OZE wpływa na zmianę charakteru pracy bloków konwencjonalnych. Bloki dotychczas pracujące w podstawie krzywej obciążenia są przesuwane w kierunku pracy jako źródła podszczytowe zarówno pod względem współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej (czas pracy ok. 1500-4500 h/rok), jak i liczby uruchomień w roku. Nieregularna praca JWCD obniża ich sprawność. Natomiast zmiana specyfiki pracy jednostek konwencjonalnych wpływa również na koszty wytwarzania.

Na przełomie XX i XXI w. pojawiły się istotne zmiany w odniesieniu do wymagań stawianych elektrowniom ciepłym opalanym węglem i gazem, działającym w warunkach deregulacji rynków energii elektrycznej i rosnącego udziału OZE. Wzrasta znaczenie zdolności przejścia z pracy podstawowej do pracy regulacyjnej, zakresu i szybkości zmian obciążenia, czasu rozruchu. Ponadto rośnie popyt na usługi dodatkowe dla zapewnienia pokrycia chwilowego zapotrzebowania odbiorców z zachowaniem wymaganego poziomu częstotliwości w systemie elektroenergetycznym (udział w pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości).

Elastyczność pracy bloku energetycznego jest rozumiana jako zdolność do bezpiecznej pracy bloku w planowanych stanach nieustalonych, podczas podejmowania działań sterowania jednostką wytwórczą. Pojęcie to dotyczy zarówno zmian obciążenia bloku, jak i jego odstawienia do rezerwy lub ponownego uruchomienia. Miarą elastyczności bloku jest:

- dopuszczalny zakres jego obciążenia mocą czynną,
- dopuszczalna szybkość zmian obciążenia,
- zdolność do szybkich uruchomień i odstawień.

Świadczenie przez blok energetyczny usług regulacyjnych wymaga jego dostosowania do następujących sytuacji ruchowych:

- trwałej pracy z mocą maksymalną i zdolności do jej szybkiego osiągnięcia w przypadku nagłego pojawienia się deficytu mocy w systemie,
- trwałej pracy z mocą minimalną,
- zdolności do codziennych odstawień i szybkich uruchomień podczas dobowej i tygodniowej doliny obciążenia w systemie,
- zapewnienie odpowiedniej rezerwy mocy regulacyjnej w ramach regulacji pierwotnej i wtórnej,
- zdolności do szybkiego przyrostu mocy.

Nierównomierne rozmieszczenie mocy zainstalowanych w kraju oprócz problemów natury eksploatacyjnej stwarza określone trudności w zakresie bilansowania mocy, tym bardziej że Polska nie posiada znaczących mocy w elektrowniach wodnych ani odpowiednio dużych możliwości akumulowania energii (oprócz już istniejących elektrowni szczytowo-pompowych). Z tego powodu też należy przewidywać możliwości spełniania takiej funkcji przez zaawansowane technologicznie elektrownie konwencjonalne.

W systemie o większym udziale zmiennych OZE rośnie zapotrzebowanie na elastyczne moce konwencjonalne, w szczególności jeśli chodzi o ich zdolność do reagowania na zmiany w poziomie wytwarzania i zapotrzebowania na energię elektryczną. Zwiększenie elastyczności systemu energetycznego ma więc kluczowe znaczenie dla zapewnienia pokrycia coraz bardziej zmiennego obciążenia w podstawie zapotrzebowania. Stanowi ono różnicę między całkowitym popytem a podażą energii ze zmiennych źródeł OZE w danym momencie. Udział zmiennych źródeł OZE prowadzi do większej zmienności na poziomie wytwarzania, a w konsekwencji do zmniejszonego zapotrzebowania na pracę elektrowni konwencjonalnych i zmianę sposobu pracy.

Dlatego największym wyzwaniem dla systemu elektroenergetycznego, jego operatorów oraz elektrowni, ale także operatorów sieci dystrybucyjnej, będzie zapewnienie elastycznej pracy systemu elektroenergetycznego. Z pewnością rozbudowa sieci przesyłowej może zmniejszyć część problemów, ale konieczne jest budowanie małych i średnich bloków wytwórczych.

Gros elektrowni powinno działać w trybie regulacyjnym, czyli posiadać zdolność do szybkiego reagowania na zmiany obciążenia, które zależy od pory dnia i roku. Cel ten można osiągnąć poprzez zwiększenie operacyjnej elastyczności elektrowni konwencjonalnych, m.in. poprzez zwiększanie możliwości skokowego zwiększania i zmniejszania poziomu produkcji oraz obniżanie minimum technicznych.

Zatem w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE wystąpi zwiększone zapotrzebowanie na jednostki wytwórcze charakteryzujące się dużą elastycznością pracy, tj.:

- zdolnością do częstego odstawiania i uruchamiania bloku (np. odstawienie bloku w okresie nocnym),
- zdolnością do pracy nieregularnej bloku (praca w dni robocze lub z przerwami nawet kilkudniowymi),
- niskim minimum obciążenia w stosunku do mocy osiągalnej bloku.

Oddawane obecnie do użytku nowe bloki węglowe to duże jednostki wytwórcze o mocy ok. 500 MW lub 900 MW. Mimo lepszych parametrów technicznych ze względu na wielkość mocy pojedynczych jednostek ich wpływ na zwiększenie elastyczności sektora wytwórczego jest ograniczony.

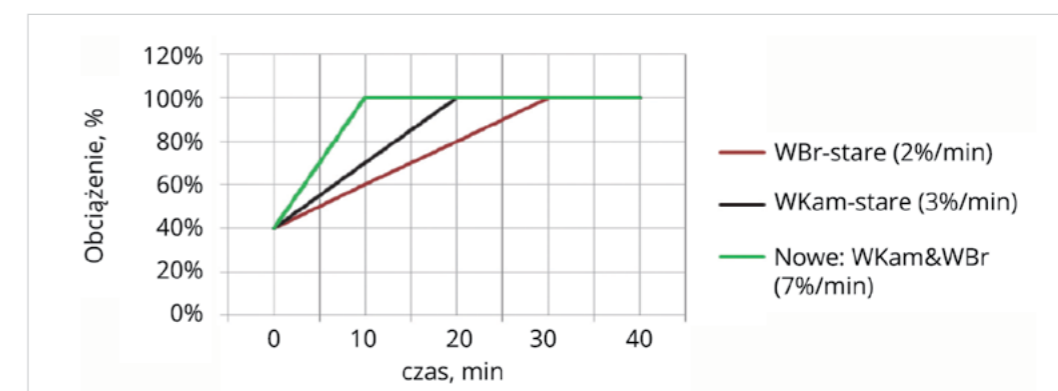
Kluczowe jest w związku z powyższym zwiększanie elastyczności bloków węglowych poprzez m.in.:

- skrócenie czasu rozruchu ze stanu zimnego (z 8 godzin obecnie do 4-5 godzin),
- obniżenie minimum technicznego do ok. 40%,
- zwiększenia zdolności zmian obciążenia do 4% mocy nominalnej na minutę,
- zwiększenia do ok. 200 liczby uruchomień w ciągu roku,
- przystosowanie do pracy ok. 1,5-4,5 tys. godzin rocznie.

Analiza rynku wskazuje, że możliwości regulacyjne generacji rozproszonej obecnie nie są wykorzystywane w KSE. Jednak postęp technologiczny oraz wymagania związane z wdrażaniem kodeksów sieciowych mogą wpłynąć na wykorzystanie potencjału regulacyjnego energetyki rozproszonej.

Przykładem działań w tym kierunku są wprowadzone Ustawą o odnawialnych źródłach energii w 2016 r. nowe formy przedsiębiorczości – klastry oraz spółdzielnie energetyczne. Rozwiązania te, koncentrując się na kwestiach maksymalizacji zużycia energii w pobliżu miejsca jej wytworzenia, są korzystne z perspektywy elastyczności funkcjonowania KSE. Mogą się stać również w przyszłości podstawą do tworzenia lokalnych obszarów bilansowania. Udział energetyki wiatrowej będzie się w przyszłości zwiększał, dlatego konieczne jest opracowanie modelu wykorzystania potencjału świadczenia przez nią usług, tym bardziej że nowoczesne turbiny wiatrowe w połączeniu z systemem nadzoru mają odpowiednie techniczne możliwości. W opinii Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk ponad 2,5 GW generacji wiatrowej to moc, która może być wykorzystana w ramach świadczenia usług (np. jako rezerwa mocy w kierunku zmniejszenia generacji).

Rosnące wymagania odnośnie do elastyczności bloków konwencjonalnych skłaniają do poszukiwania dalszych rozwiązań, które ją zwiększą. Głównymi celami są obniżenie dopuszczalnego obciążenia minimalnego oraz zwiększenie szybkości zmian obciążenia. Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie szybkości zmian obciążenia dotychczasowych bloków na węgiel brunatny i kamienny z szybkością oczekiwaną w najnowszych rozwiązaniach.



Rysunek 24. Porównanie szybkości zmian obciążenia bloków węglowych.

Źródło: K. Busekrus, Flexibility demand for future coal fired power plants, V Seminarium Sprawozdawcze Programu Strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”, Gliwice, 5-6 lutego 2013 r.

Ciekawe rozwiązanie rozważał niemiecki koncern energetyczny RWE, który po pomyślnym wdrożeniu do eksploatacji dwóch kolejnych bloków na węglu brunatnym BoA 2 i BoA 3 w elektrowni Neurath planuje nowy blok z tej rodziny. Nowa planowana inwestycja to blok BoA plus o sprawności 45% (z podsuszanym węglem brunatnym) w nietypowej konfiguracji dwóch kotłów po 550 MW, zasilających jedną turbinę 1100 MW właśnie po to, by zwiększyć elastyczność, tak ważną przy rosnącym udziale źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.

Wobec przewidywanej zmiany charakteru obciążenia bloków węglowych dużą wagę zaczyna się również przywiązywać do utrzymywania wysokiej sprawności netto także przy obciążeniach mniejszych od znamionowego, czyli takiego zaprojektowania układu cieplnego i turbiny, aby maksimum sprawności (minimum jednostkowego zużycia ciepła) osiągnąć przy obciążeniu mniejszym od znamionowego (np. ok. 85%).

Istotne znaczenie mają działania zmierzające do modernizacji i rewitalizacji istniejących jednostek wytwórczych (głównie bloków 200 i 360 MW), które będą bilansować system przez co najmniej następnych kilkadziesiąt lat. Fakt, że dotyczyć to będzie bloków już w dużym stopniu wyeksploatowanych oraz głównie obciążenia podszczytowego i szczytowego, określa dla tych jednostek nowe kryteria, które powinny być spełnione w trakcie dalszej eksploatacji. Dotyczą one oprócz spełnienia konkluzji BAT, głównie zwiększenia elastyczności pracy bloków w różnych stanach obciążenia, stabilnej i wysokosprawnej pracy przy małych obciążeniach oraz zachowania wysokiej niezawodności dla nowych warunków eksploatacyjnych.

Z krajowych rozwiązań naprzeciw powyższym wyzwaniom wychodzi program „Bloki 200+” realizowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Program ten jest dedykowany nowatorskiej modernizacji w celu dostosowania bloków parowych podkrytycznych klasy 200 MW_e opalanych węglem kamiennym lub węglem brunatnym do przewidywanych, zmieniających się warunków eksploatacji. Zakłada się, że wypracowane w ramach tego programu rozwiązania będą mogły być zastosowane również w innych blokach parowych, w szczególności podkrytycznych klas 500 MW_e i 360 MW_e.

Węglowe bloki podkrytyczne, a przede wszystkim bloki klasy 200 MW_e, są zatem postrzegane jako tymczasowe narzędzie zapewniające bezpieczną pracę KSE i jednocześnie umożliwiające optymalizację przysięż struktury KSE z wykorzystaniem perspektywicznych technologii energetycznych.

Celem programu „Bloki 200+” będzie opracowanie i sprawdzenie w warunkach pracy rzeczywistego węglowego bloku energetycznego zbioru innowacyjnych rozwiązań technicznych, organizacyjnych, prawnych i dotyczących modernizacji, przebudowy lub zasad eksploatacji bloków klasy 200 MW_e. Natomiast skutkiem wdrożenia tych rozwiązań będzie dostosowanie bloków klasy 200 MW_e do nowych wymagań i określonego reżimu pracy z większą zmiennością obciążenia i z dużą liczbą odstawień i uruchomień, zagwarantowaną w umowie przez wykonawcę. Jednocześnie, biorąc pod uwagę, że chociaż istniejące bloki klasy 200 MW_e mają być eksploatowane przez kolejne 15-20 lat, to jednak mogą pełnić funkcję tymczasowego narzędzia umożliwiającego wdrożenie nowych technologii energetycznych.

Ze względu na wzrastający udział generacji ze źródeł zmiennych (energetyka wiatrowa i fotowoltaika) bloki klasy 200 MW_e mogą być wykorzystywane jako jednostki szczytowo-rezerwowe lub podszczytowe i regulacyjne lub podstawowe, ale o ograniczonym wykorzystaniu mocy zainstalowanej. Bloki te powinny się charakteryzować m.in.:

- możliwością pracy z większą niż obecnie zmiennością obciążenia, okresowo z możliwie niskim obciążeniem – zdolnością do szybszego zwiększania obciążenia, nie mniej niż 4% mocy nominalnej na minutę i zdolnością do szybszego zmniejszania obciążenia bez istotnych strat energii,
- zachowaniem wymaganej dyspozycyjności bloku przy określonym reżimie pracy ze zwiększoną liczbą odstawień i ponownych uruchomień,
- skróconym czasem rozruchu – pożądane czasy nie dłuższe niż 5 h ze stanu zimnego, 3 h ze stanu ciepłego i 2 h ze stanu gorącego,
- obniżonym minimum technicznym poniżej 40% mocy nominalnej,
- podwyższoną sprawnością netto (zgodnie z konkluzjami BAT).

Ponadto, mając na uwadze utrzymanie udziału węgla, politykę klimatyczną i wykorzystanie lokalnych zasobów, zarówno wytwarzania, jak i zużycia energii elektrycznej, duobloki energetyczne, czyli dwa kotły pracujące na jedną turbinę, wydają się ciekawym rozwiązaniem. Rozwiązania te są z powodzeniem wykorzystywane na świecie, co obrazuje poniższa tabela.

| Elektrownia | Kraj | Moc zainstalowana [MW] | |
|--------------|------------|------------------------|-------------|
| | | Kocioł | Turbozespół |
| Babers Point | USA | 2 x 90 | 180 |
| Cedar Bay | USA | 3 x 90 | 250 |
| Eesti | Estonia | 2 x 108 | 216 |
| Balti | Estonia | 2 x 108 | 216 |
| Campha | Wietnam | 4 x 150 | 2 x 300 |
| CLECO | USA | 2 x 330 | 660 |
| Sandow | USA | 2 x 300 | 600 |
| Dominion | USA | 2 x 334 | 660 |
| Samcheok | Korea Płd. | 4 x 550 | 2 x 1100 |

Tabela 9. Przykładowe elektrownie wyposażone w duobloki energetyczne.

Źródło: A Proven Concept – Two CFBs on a Single Steam Turbine. Foster Wheeler. 2013 r.

Rozwiązanie z dwoma kotłami pracującymi na jedną turbinę ma większe możliwości regulacyjne od klasycznego rozwiązania z jednym kotłem. Zakładając, że każdy pojedynczy kocioł posiada minimum techniczne na poziomie 40% swojej mocy znamionowej, uzyskuje się sumaryczne minimum duobloku na poziomie 20% mocy znamionowej. Pozwala to na pracę z wykorzystaniem paliwa podstawowego, z obciążeniem 18-20% mocy znamionowej duobloku, przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do szybkiego wzrostu mocy. Ma to znaczenie szczególnie w sytuacjach związanych z dużymi wahaniami zapotrzebowania na energię oraz przy konieczności szybkiego reagowania na zmianę obciążenia w systemie związanej z pracą niestabilnych odnawialnych źródeł energii. Tym samym duobloki węglowe są alternatywą dla bloków gazowych.

Odnawialne źródła energii, takie jak elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, wymagają od operatora systemu działań w celu zrównoważenia nieprzewidywalnej charakterystyki pracy tych instalacji. Na ogół są to usługi systemowe kupowane zgodnie z zasadami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej od innych wytwórców dysponujących źródłami z możliwościami regulacyjnymi. Do tego celu mogą być wykorzystywane duże monobloki węglowe, bloki gazowe i gazowo-parowe, elektrownie szczytowo-pompowe i wreszcie duobloki.

3.9 Wnioski

Paleta usług, jakie elektrownie wiatrowe mogą świadczyć dla całego systemu elektroenergetycznego, jest coraz szersza. Wiatraki nie tylko wytwarzają energię elektryczną, ale mogą też być wykorzystywane do regulacji częstotliwości i napięcia, redukcji mocy czynnej, kompensacji mocy biernej oraz wykonywania niektórych funkcji w ramach przywracania zdolności systemowej.

Przykłady krajów, w których farmy wiatrowe stanowią dużą część miksu energetycznego, wskazują, że istnieją efektywne sposoby na integrację zielonych mocy w systemach elektroenergetycznych. Już dziś są dostępne narzędzia pozwalające zarządzać OZE w taki sposób, aby zapewnić znaczny udział źródeł odnawialnych w produkcji energii przy pełnym zachowaniu bezpieczeństwa pracy całego systemu. Wielu operatorów dystrybucyjnych i przesyłowych w UE coraz częściej korzysta też z usług systemowych OZE, które obecnie w Polsce świadczą jedynie Jednostki Wytwórcze Centralne Dysponowane.

OZE odgrywają kluczową rolę w europejskiej strategii rozwoju gospodarki niskoemisyjnej. Według koncernu EDF, który w lipcu 2015 r. opublikował raport „Technical and economic analysis of European electricity system with 60% renewables”, zmienne generacje energetyki wiatrowej oraz generacja konwencjonalna będą się nawzajem uzupełniać, gdyż to właśnie istniejąca energetyka konwencjonalna najlepiej nadaje się do bilansowania zmiennej charakterystyki pracy źródeł odnawialnych.

Rosnący udział instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych w europejskim systemie elektroenergetycznym w najbliższych latach będzie wymagał fundamentalnych zmian w sposobie zarządzania siecią przez ope-

ratorów przesyłowych i dystrybucyjnych. Część nowych rozwiązań zdeterminuje również utworzenie Wspólnego Rynku Energii w UE podzielonego na rynki regionalne. Gdy powstaną regionalne rynki bilansujące, wówczas usługi regulacyjne, które mogą świadczyć farmy wiatrowe, nabiorą znacznej wartości.

Z doświadczeń innych krajów oraz na podstawie wyników projektów badawczych²⁰ widać, że elektrownie wiatrowe mogą przede wszystkim świadczyć na rzecz systemu elektroenergetycznego usługi regulacji pierwotnej częstotliwości, regulacji wtórnej częstotliwości i mocy czynnej, regulacji trójnej czy regulacji napięcia i mocy biernej.

Należy również podkreślić, że wyposażenie turbin wiatrowych w dodatkowe urządzenia może pozwolić operatorom farm wiatrowych na świadczenie usług szybkiej odpowiedzi na zmianę częstotliwości (Fast Frequency Response), szybkiej generacji prądu biernego (Fast Reactive Current Injection) czy też regulacji napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej.

Z analiz Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk wynika, że obecnie w naszym kraju usługi regulacyjne mogą świadczyć elektrownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 2500-3000 MW, a do 2020 r. ten potencjał mógłby wzrosnąć do nawet 4000-4500 MW.

Co najważniejsze, wdrożenie usług regulacyjnych dla farm wiatrowych może znacząco zmniejszyć średnią w roku ilość odstawień Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych w cyklu dobowym, a w konsekwencji – obniżenia awaryjności takich jednostek oraz zwiększenia długoterminowej dyspozycyjności, co może mieć istotne znaczenie dla długoterminowych planów pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE.

Świadczenie usług regulacyjnych przez elektrownie wiatrowe wpłynie na poprawę bezpieczeństwa pracy KSE i obniżenie kosztów jego funkcjonowania. Rozwiązania techniczne wykorzystywane do automatycznej regulacji mocy czynnej farm wiatrowych dla potrzeb regulacji wtórnej mogą być również wykorzystywane w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE związanego z pracą JWCD wymuszoną ograniczeniami sieciowymi.

Dodatkowo odpłatne świadczenie niektórych usług systemowych przez elektrownie wiatrowe może być konkurencyjną cenowo i technicznie i dzięki temu atrakcyjną alternatywą do świadczenia takich usług przez innych wytwórców. Taka konkurencja skutkowałaby tendencją do obniżania kosztów zarówno przez źródła wiatrowe, jak i elektrownie konwencjonalne (węglowe).

Na podstawie powyżej przedstawionych informacji można stwierdzić, że:

- dominującym czynnikiem determinującym zapotrzebowanie na energię elektryczną jest odbiorca energii – zarówno indywidualny, jak i przemysłowy – bez którego nie byłoby potrzeby funkcjonowania KSE;
- zapotrzebowanie na energię elektryczną jest zmienne w czasie, zarówno w sensie dobowym, jak i w zależności od pory roku;
- na podstawie zebranych doświadczeń możliwe jest określenie stałego zapotrzebowania na energię (składowa stała) oraz wartości zmiennej (składowa zmienna), która w ciągu doby waha się w przedziale 100%;
- KSE przyłączone jest do systemów energetycznych krajów ościennych i dochodzi do wymiany transgranicznej zarówno w postaci importu energii, jak i jej eksportu;
- jednostki konwencjonalne w rozumieniu topograficznym są usytuowane w sposób punktowy, efektem czego jest wiele obszarów w kraju, do których dostarczanie energii odbywa się poprzez sieci energetyczne na bardzo duże odległości;
- obecnie funkcjonująca energetyka wiatrowa charakteryzuje się dużym rozproszeniem na terenie kraju, co korzystnie wpływa na możliwości regulacyjne w KSE, w szczególności ułatwia kontrolowanie parametrów jakościowych energii elektrycznej;
- wiek poszczególnych elementów KSE, w tym konwencjonalnych jednostek wytwórczych, wymusza przebudowę systemu ukierunkowaną na wymianę obecnie funkcjonujących jednostek wytwórczych na nowe, o większej elastyczności.

²⁰ Możliwości świadczenia i zapotrzebowanie w KSE na usługi regulacyjne dostarczone przez generację wiatrową, Instytut Energetyki O/Gdańsk 2016, www.psew.pl/biblioteka/raporty.

W świetle powyższego można przyjąć następujące założenia:

- w niedalekiej przyszłości znaczna część obecnie pracujących konwencjonalnych jednostek wytwórczych zostanie zastąpionych nowymi blokami, w tym jednostkami węglowymi;
- z racji zmian, jakie nastąpiły po stronie zapotrzebowania na energię, jednostki te będą się charakteryzować większą elastycznością wytwarzania, w tym większą niż obecnie pracujące jednostki dyspozycyjnością i szybszą regulacją;
- mając na względzie rozwój połączeń KSE z systemami krajów ościennych, kwestią otwartą jest stopień wykorzystania mocy wytwórczych krajów ościennych w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski;
- ważnym aspektem w KSE jest obowiązek wypełniania zobowiązań środowiskowych, co przekłada się w sposób istotny na koszty eksploatacji źródeł konwencjonalnych;
- rozważenia wymaga to, czy energetyka węglowa powinna być przebudowana w oparciu o kilka dużych jednostek wytwórczych, czy o rozproszone małe jednostki wytwórcze, w tym jednostki kogeneracyjne;
- rozproszony charakter energetyki wiatrowej w istotny sposób zwiększa możliwości regulacyjne przede wszystkim w zakresie parametrów jakościowych energii;
- jednocześnie rozproszony charakter energetyki wiatrowej korzystnie wpływa na zmniejszenie strat (i w efekcie ograniczenie kosztów) związanych z przesyłem energii na duże odległości;
- zmiany na poziomie sieci dystrybucyjnych (z roli biernej do aktywnego regulatora) są kolejnym argumentem przemawiającym za przebudową całego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, również w zakresie redystrybucji możliwości i obowiązku regulacji elementami krajowego systemu energetycznego;
- zagadnieniem godnym rozpatrzenia jest możliwość regulacji obiektu łączącego węgiel z wiatrem, w konstrukcji B2B bądź jako jednego integralnego podmiotu o jednym wspólnym punkcie przyłączenia do sieci;
- przyrost mocy energetyki wiatrowej (oraz całego sektora OZE) wpłynie na zmianę charakteru węglowych jednostek wytwórczych na regulacyjny, co wydłuży okres eksploatacji złóż kopalnianych oraz okres funkcjonowania całego sektora węglowego w KSE;
- farmy wiatrowe mogą dostarczać usługi regulacyjne dla OSP, a w przyszłości również OSD. Nowoczesne turbiny wiatrowe są w stanie zaoferować standard świadczonych usług zgodny z wymaganiami OSP zdefiniowanymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej;
- w przypadku wzrostu cen węgla kamiennego oraz cen uprawnień do emisji CO₂ (co obserwujemy w ostatnim roku) zmieni się relatywna pozycja rynkowa poszczególnych klas zasobów energetycznych. Wzrost kosztów energetyki konwencjonalnej przełoży się na równoczesny wzrost rentowności źródeł OZE. Odbiorcy energii elektrycznej skorzystają, ponieważ energia elektryczna z morskich farm wiatrowych nie będzie obciążona kosztem uprawnień do emisji CO₂.

Analiza łańcucha wartości energetyki wiatrowej pod kątem potencjału polskiego przemysłu



4. ANALIZA ŁAŃCUCHA WARTOŚCI ENERGETYKI WIATROWEJ POD KĄTEM POTENCJAŁU POLSKIEGO PRZEMYSŁU

Rozwój energetyki wiatrowej na lądzie i na morzu będzie miał znaczący wpływ na polską gospodarkę zarówno w skali krajowej, jak i na poziomie regionalnym. Według szacunków Warszawskiego Instytutu Studiów Ekonomicznych przedstawionych w raporcie „Wpływ energetyki wiatrowej na polski rynek pracy”²¹, powstałym przy współpracy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, całkowita liczba krajowych miejsc pracy zależnych od energetyki wiatrowej w 2014 r. wyniosła 8,4 tys., a dwa lata wcześniej – niemal 12 tys. Autorzy opracowania wskazują, że budowa inwestycji w lądowej energetyce wiatrowej o mocy 10 MW tworzy w roku realizacji inwestycji 39 bezpośrednich miejsc pracy. Z kolei obsługa istniejących farm wiatrowych o mocy 10 MW wiąże się z utrzymaniem 2 bezpośrednich i 3 pośrednich miejsc pracy. Uchwalenie Ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., czyli tzw. ustawy wiatrakowej, miało niekorzystny wpływ na rynek pracy w energetyce wiatrowej ze względu na wstrzymanie inwestycji w tym sektorze.

Ponadto omawiany sektor, zwłaszcza dla społeczności lokalnych, to nie tylko miejsca pracy, ale także dodatkowe wpływy z podatków (CIT, podatek od nieruchomości) oraz rozbudowa miejscowej infrastruktury energetycznej oraz sieci miejscowych dróg²².

Z analiz ekspertów wynika, że dzisiaj firmy działające w Polsce mogą dostarczyć przeważającą większość komponentów potrzebnych do zbudowania farm wiatrowych na lądzie. Wśród dostawców znajdują się podmioty z udziałem Skarbu Państwa. PSEW zidentyfikował kilkaset polskich przedsiębiorstw, które mogą zapewnić wymagane produkty i usługi, począwszy od projektowania i planowania instalacji farmy, poprzez produkcję i instalację elementów elektrowni oraz infrastruktury przyłączeniowej, aż po ich eksploatację i utrzymanie. Niektóre z tych podmiotów są już dostawcami towarów i usług dla sektora lądowej energetyki wiatrowej, jednak z uwagi na niepewne otoczenie regulacyjne, które hamuje inwestycje, skupiają się na działalności eksportowej. Inne podmioty nie są obecnie związane z energetyką wiatrową, tym niemniej oferowany przez nie asortyment, potencjał produkcyjny i posiadane zasoby pozwalają sądzić, że po dostosowaniu swojego profilu działalności mogłyby dostarczać towary i usługi dla tego rynku. Odblokowanie krajowego rynku pozwoliłoby na zwiększenie skali działalności tych przedsiębiorstw oraz na ich znaczny rozwój. Należy także mieć na względzie, że zdobywając doświadczenie na rodzimym rynku, polskie firmy będą mogły konkurować na równych zasadach z dostawcami z innych krajów Unii Europejskiej, co pozwoli im na ekspansję działalności za granicę.

Wewnętrzny rynek zbytu nie tylko zwiększyłby przychody polskich firm, a co za tym idzie wpływy podatkowe do budżetów samorządowych i budżetu państwa oraz wygenerował nowe miejsca pracy, ale także stworzyłby możliwość zwiększenia nakładów na badania i rozwój, co w perspektywie kilku lat mogłoby zaowocować większą innowacyjnością polskich przedsiębiorstw działających w branży.

Jak wskazują przykłady z zagranicy, rozwój energetyki wiatrowej na lądzie będzie sprzyjał rozwojowi polskich firm nie tylko w bezpośrednim otoczeniu tego sektora, ale również w innych obszarach, w których realizacja inwestycji farm wiatrowych spowoduje możliwość zmiany strategii działania, modeli biznesowych czy realizacji nowych inwestycji, np. rozwoju infrastruktury lokalnej, turystyki, szkolnictwa zawodowego.

Łańcuch dostaw dla lądowych farm wiatrowych można w następujący sposób powiązać z poszczególnymi etapami planowania, realizacji i eksploatacji inwestycji.

Projektowanie i planowanie inwestycji

Do fazy projektowania i planowania inwestycji zalicza się wszystkie procesy: od analizy lokalizacyjnej, podjęcia decyzji inwestycyjnej w sprawie budowy farmy wiatrowej, poprzez oceny środowiskowe, do zamawiania jej komponentów. Inwestor na każdym etapie zawiera umowy z wyspecjalizowanymi wykonawcami. Cały proces trwa w polskich warunkach kilka lat i jest w niego zaangażowane wiele firm o bardzo zróżnicowanym profilu działalności: od przedsiębiorstw trudniących się doradztwem środowiskowym, przez konsultantów zajmujących się pomiarami wiatru i szacowaniem zasobów energetycznych, po specjalistyczne firmy projektowe.

²¹ Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, „Wpływ energetyki wiatrowej na polski rynek pracy”, Warszawa 2016.

²² E&Y, PSEW, EWEA, Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce, 2012, s. 55.

Produkcja turbin i ich komponentów

Turbina jest najważniejszym elementem farmy wiatrowej. Jej głównymi elementami są gondola, w której umieszczony jest generator, łopaty wirnika i wieża. Z reguły poszczególne elementy turbin są produkowane przez wyspecjalizowanych podwykonawców.

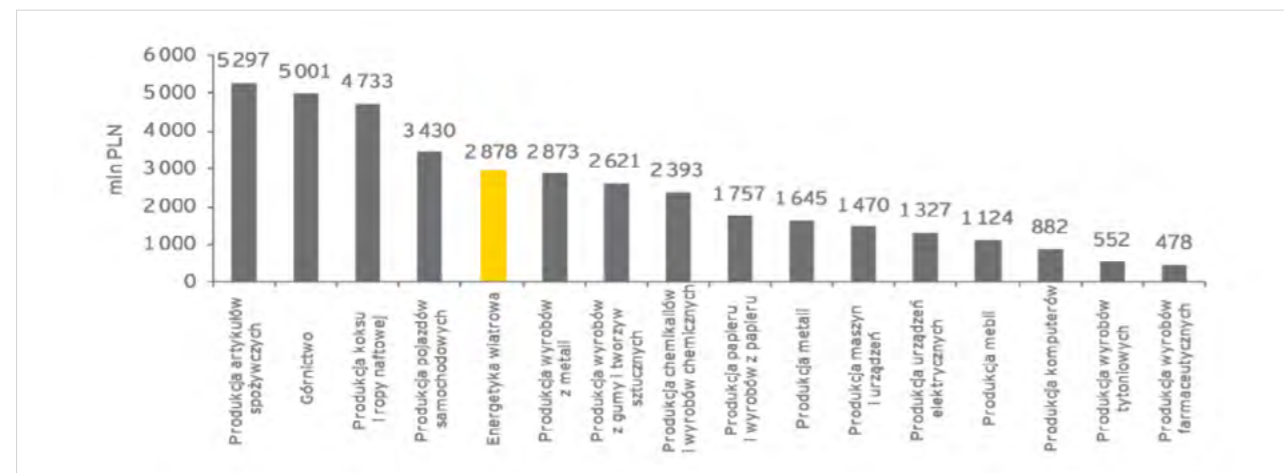
Produkcja elementów infrastruktury przyłączeniowej, budowa dróg dojazdowych, placów montażowych i fundamentów. Instalacja farmy wiatrowej

Ten etap obejmuje produkcję elementów służących do budowy farmy wiatrowej i obejmuje m.in. produkcję transformatorów i kabli do przesyłu energii elektrycznej. Proces budowy dróg dojazdowych, placów montażowych, fundamentów oraz pozostałej infrastruktury technicznej, a także sam proces transportu i instalacji farmy wiatrowej pozwala na zaangażowanie lokalnych firm. Jest to szczególnie ważne ze względów ekonomicznych i logistycznych.

Bieżąca eksploatacja i naprawy

Po oddaniu farmy wiatrowej do użytku niezbędne jest zapewnienie bieżącego zarządzania farmą oraz konserwacji jej elementów, a także, w razie potrzeby, możliwości szybkiej naprawy. Wszystkimi powyższymi działaniami mogą się zajmować dostawcy komponentów lub wyspecjalizowane firmy – także lokalne. W Polsce na turbinach obecnie pracuje personel, który jest w pełni przeszkolony zgodnie z polskimi normami i posiada wszystkie wymagane polskim prawem certyfikaty.

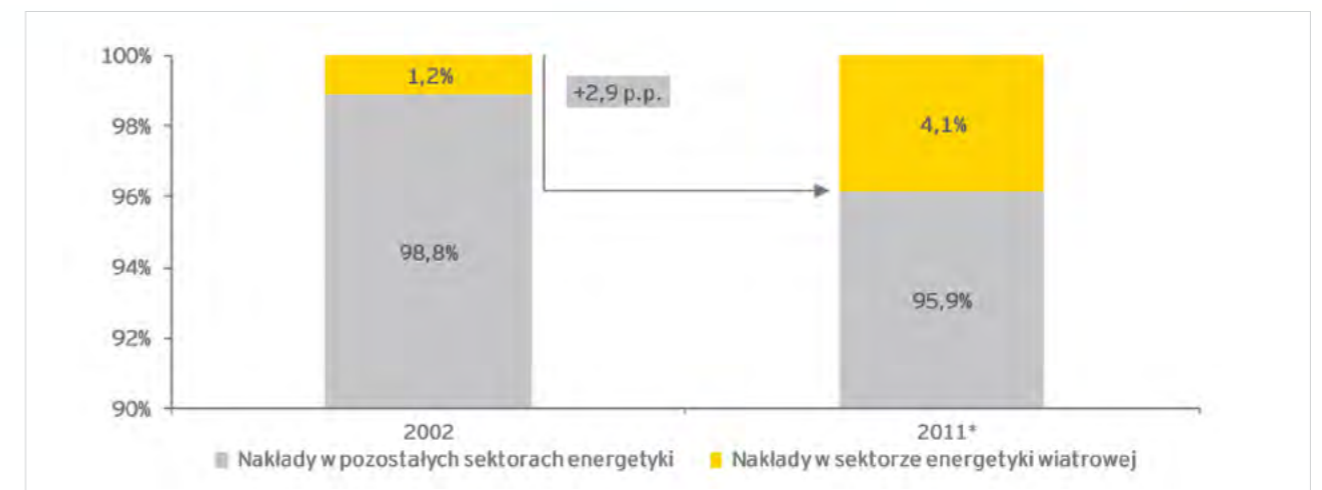
Porównanie wartości inwestycji w energetyce wiatrowej do nakładów inwestycyjnych realizowanych w innych sektorach przemysłu wskazuje na jej relatywnie znaczącą pozycję (rysunek 23). Nakłady w sektorze energetyki wiatrowej w 2011 r. w porównaniu do średniej wartości rocznych nakładów inwestycyjnych w wybranych sektorach przemysłu w latach 2009-10* (w mln zł). Nakłady inwestycyjne w farmy wiatrowe w 2011 r. (ok. 2 878 mln zł) były wyższe, niż przykładowo średnia wartość rocznych inwestycji w latach 2009-10 realizowanych przez sektor chemiczny, sektor produkcji maszyn i urządzeń, albo sektor produkcji wyrobów farmaceutycznych (odpowiednio: 2 393, 1 470 i 478 mln zł).



Rysunek 25. Nakłady w sektorze energetyki wiatrowej w 2011 r. w porównaniu do średniej wartości rocznych nakładów inwestycyjnych w wybranych sektorach przemysłu w latach 2009-10* (w mln zł).

Źródło: Ernst & Young, 2012a oraz danych GUS (cykliczne publikacje z serii „Biuletyn Statystyczny”)

Porównując szacowaną wartość inwestycji w energetyce wiatrowej w latach 2002-2011 (pełna kwota, bez uwzględniania podziału na miejsce, do którego trafiają jej poszczególne części) do ogólnych nakładów w energetyce, można zauważyć zmieniające się znaczenie inwestycji w farmy wiatrowe. Wyraźny trend rosnących nakładów na farmy wiatrowe znajduje swoje odbicie w powiększającym się udziale w nakładach sektora energetycznego ogółem – od 2002 do 2011 r. wzrósł on 2,5-krotnie (2,9 punktu procentowego) – por. rys. 23.



Rysunek 26. Udział nakładów w sektorze energetyki wiatrowej w ogólnych nakładach sektora energetycznego w latach 2002 i 2011 (w %)

Źródło: E&Y 2012 oraz dane GUS

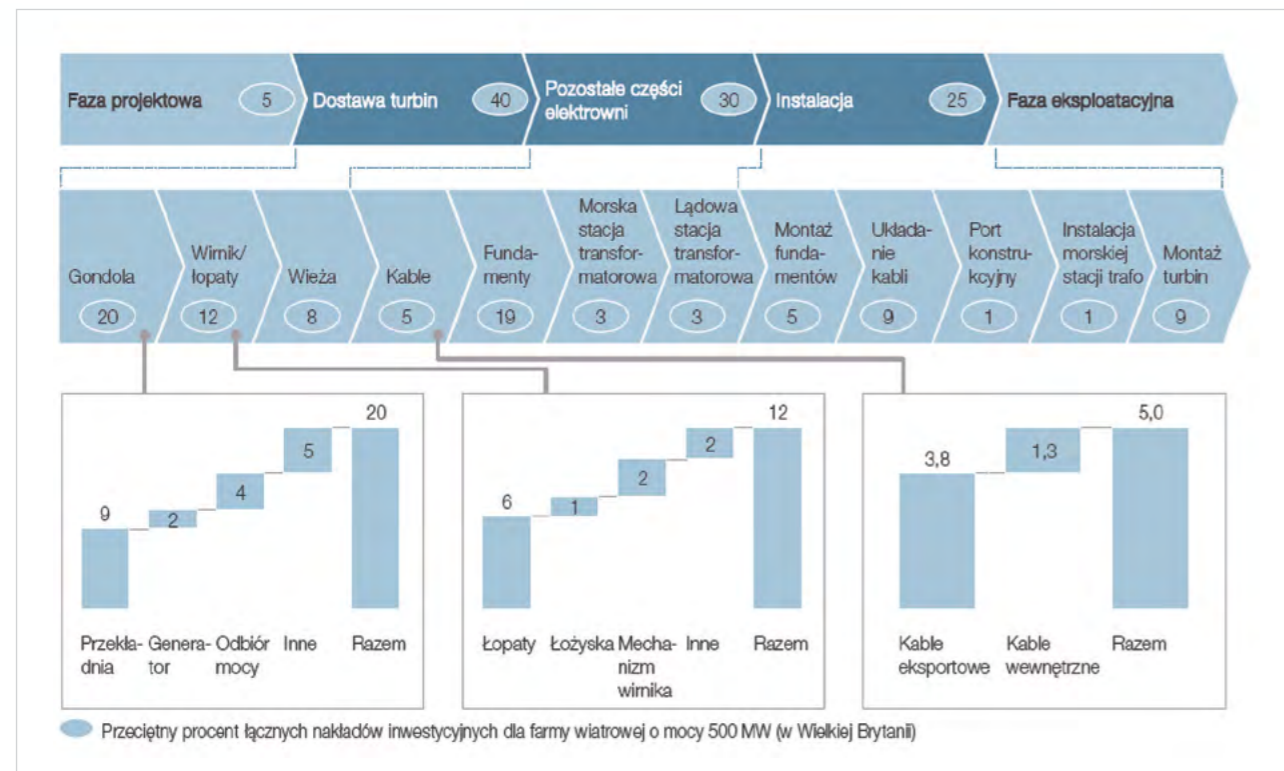
Morska energetyka wiatrowa

Morska energetyka wiatrowa opiera się na skomplikowanym łańcuchu dostaw – średni koszt budowy 1 MW mocy wynosi ok. 4 mln euro. To przekłada się na milionowe inwestycje, które w Europie przekraczają już 40 mld euro, oraz na tworzenie nowych miejsc pracy. Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (Wind Europe) szacuje, że w Europie ok. 75 tys. osób zatrudnionych jest na stanowiskach bezpośrednio związanych z morską energetyką wiatrową. Rozwój sektora stworzył szanse dla mniej rozwiniętych miast na północy Niemiec i przyciągnął inwestorów do podupadających portów. Dla niemieckich portów Cuxhaven i Brementhaven, a także brytyjskich Mostyn i Grimsby morska energetyka wiatrowa stanowi obecnie jedną z kluczowych branż lokalnej gospodarki, a nowe fabryki turbin dają zatrudnienie tysiącom osób²³.

Biorąc powyższe pod uwagę, można zakładać, że podjęcie strategicznej decyzji o budowie morskich farm wiatrowych w Polsce pozytywnie wpłynie na polską gospodarkę. Zgodnie z opublikowanym 23 listopada 2018 r. projektem Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. moc zainstalowana morskich farm wiatrowych w Polsce do 2040 może wynieść ok. 10 GW. Odpowiada to szacowanym nakładom inwestycyjnym na poziomie ok. 40 mld euro. Istotny udział w łańcuchu wartości może zostać zagospodarowany przez polski przemysł. Potencjał rodzimego przemysłu należy rozpatrywać w dwóch wymiarach: przedsiębiorstw, które już dzisiaj realizują zamówienia dla inwestycji spoza Polski, oraz potencjał rozwoju przedsiębiorstw, który może zostać wykorzystany w perspektywie kilkunastu lat, który pozwoliłby prawie całkowicie zagospodarować łańcuch dostaw dla morskich farm wiatrowych.

Przedsiębiorstwa realizujące już dziś zlecenia na rzecz morskiej energetyki wiatrowej – przemysł i sektor usług towarzyszących – rozwijają się dziś w oparciu o rynki państw UE regionu Morza Północnego oraz Morza Bałtyckiego.

²³ Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę 2016, McKinsey and Company.



Rysunek 27. Struktura nakładów na budowę wg faz procesu inwestycyjnego i elementów turbiny.

Źródło: EWA; BVG, McKinsey and Company.

4.1. Analiza łańcucha wartości energetyki wiatrowej

Łańcuch wartości morskich farm wiatrowych można podzielić na pięć części:

1. projektowanie i planowanie,
2. produkcja turbiny,
3. produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów,
4. instalacja,
5. eksploatacja i utrzymanie (O&M – ang. Operations & Maintenance).

Główną część inwestycji stanowią koszty produkcji turbiny, fundamentów oraz infrastruktury przyłączeniowej – razem składają się one na ok. 70% wydatków inwestycyjnych. Proces instalacji może pochłonąć ok. 25% całkowitych nakładów, a projektowanie i planowanie farmy ok. 5%.

4.1.1 Projektowanie i planowanie

Projektowanie i planowanie stanowi zwykle ok. 5% nakładów ponoszonych w ramach całego procesu inwestycyjnego. W skład tej fazy projektu wchodzi:

- projekt morskiej farmy wiatrowej,
- projekt infrastruktury przyłączeniowej,
- badania środowiska morskiego,
- badania geotechniczne dna,
- uzyskanie niezbędnych pozwoleń.

Mimo że projektowanie i planowanie stanowi zaledwie 5% nakładów inwestycyjnych, jest kluczową fazą dla powodzenia projektu. Obejmuje ona wszystkie procesy: od podjęcia przez inwestora decyzji o budowie farmy aż do złożenia zamówień na jej elementy. Pieczę nad tą fazą sprawuje inwestor, który kontraktuje odpowiednie firmy do poszczególnych czynności związanych z procesem projektowania i planowania.

W tej fazie inwestor ponosi głównie koszty związane z zarządzaniem projektem, wykupem licencji, przeprowadzeniem analiz przestrzennych w celu wybrania lokalizacji farmy czy też zaplanowaniem łańcucha

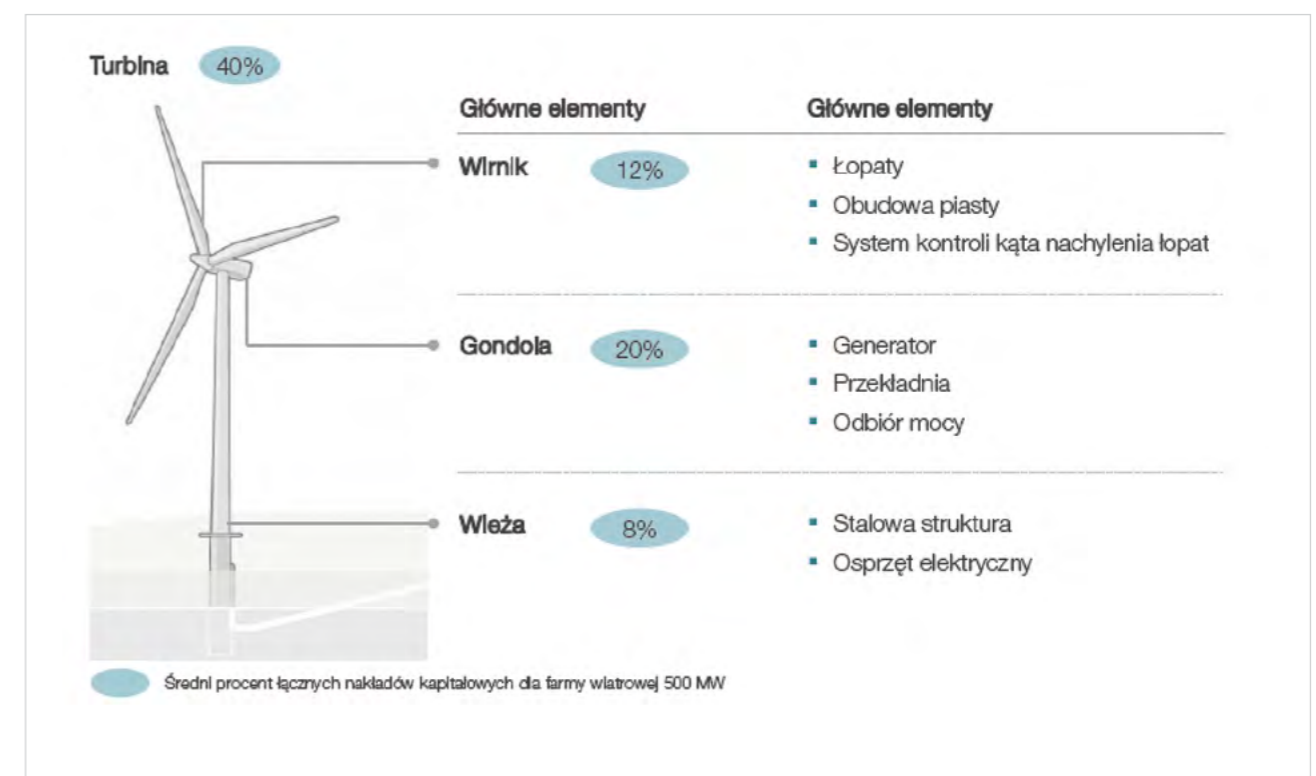
dostaw (łącznie ok. 35% całkowitych kosztów w tej fazie). Czynności związane z badaniami środowiskowymi i dna morza także generują znaczne koszty, które mogą razem stanowić powyżej 40% całkowitych wydatków w fazie projektowania i planowania.

4.1.2 Produkcja turbiny

Turbina jest głównym elementem morskiej farmy wiatrowej. Łącznie turbiny odpowiadają za średnio 40% nakładów inwestycyjnych na budowę nowej farmy wiatrowej. Konwertuje ona energię kinetyczną pozyskiwaną z wiatru na trójfazowy prąd elektryczny. W jej skład wchodzi trzy główne elementy: gondola, wirnik (którego głównym elementem są łopaty) i wieża.

- Wirniki (łopaty turbin, obudowa piasty, system kontroli kąta nachylenia łopat)
- Gondola (generator, przekładnia, odbiór mocy)
- Wieża (stalowa struktura osprzęt elektryczny)
- Konstrukcje wsporcze

Rozkład kosztów turbiny w podziale na jej poszczególne części przedstawia poniższy rysunek.



Rysunek 28. Główne elementy turbiny.

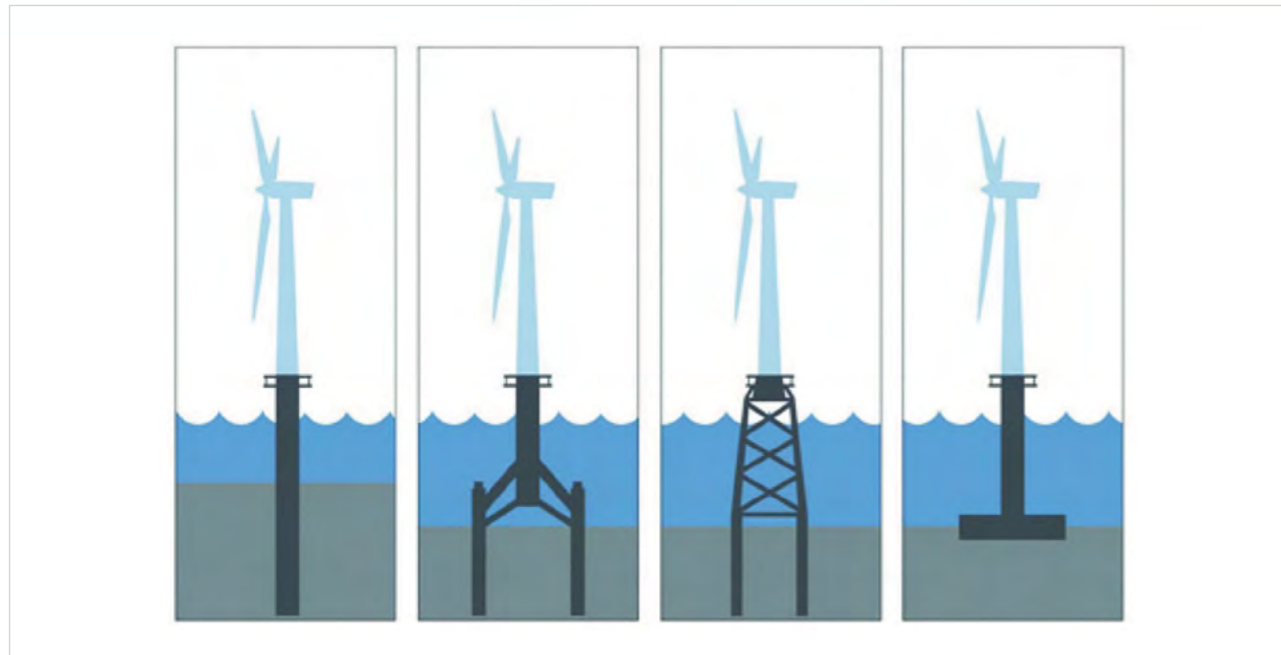
Źródło: „A Guide to an Offshore wind Farm” The Crown Estate, Mc Kinsey

4.1.3 Produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów

Fundamenty

Fundamenty morskich turbin wiatrowych można podzielić na dwa rodzaje: gruntowe oraz pływające. Wybór fundamentu zależy głównie od właściwości dna, głębokości morza, a także od mocy turbiny. Produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów pochłania zwykle 30% całkowitych nakładów na budowę.

Najbardziej popularnym typem fundamentu gruntowego jest monopal, na którym zainstalowanych jest około ¾ morskich turbin wiatrowych. Ze względu na zwiększającą się moc turbin, a także rozwój technologii budowania morskich farm wiatrowych na większych głębokościach, można się spodziewać zwiększenia udziału procentowego fundamentów kratownicowych. Przegląd stosowanych praktycznie typów fundamentów przedstawia rysunek poniżej.



| Typ fundamentu | Monopal | Trójnożny | Kratownicowy (Jacket) | Grawitacyjny |
|-------------------|---------|-----------|-----------------------|--------------|
| Udział w rynku | 74,60% | 1,70% | 2,20% | 20,90% |
| Materiał | stal | stal | stal | stal/beton |
| Możliwa głębokość | do 25 m | do 30 m | do 35 m | do 40 m |

Rysunek 29. Rodzaje fundamentów morskich turbin wiatrowych

Źródło: Navigant, U.S. Offshore Wind Manufacturing and Supply Chain Development wind power offshore, <https://www.energy.gov>; www.windpoweroffshore.com; www.theengineer.co.uk; Infrastruktura przyłączeniowa morskiej farmy wiatrowej to przede wszystkim stacje transformatorowe oraz połączenia kablowe.

Konstrukcje morskich stacji transformatorowych

Morska stacja transformatorowa przekształca energię doprowadzoną z generatorów umieszczonych w turbinach na wyższy poziom napięcia, tak aby możliwe było wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej na lądzie. Jest to konstrukcja posadowiona na oddzielnym fundamencie, która z reguły znajduje się na wysokości ok. 25 m nad poziomem morza.

Połączenia kablowe

Głównym zadaniem kabli jest przesył energii elektrycznej wyprodukowanej przez morskie turbiny wiatrowe do sieci elektroenergetycznej. Kable wykorzystywane w morskich farmach wiatrowych możemy podzielić na dwie główne grupy: eksportowe i wewnętrzne.

- Morskie kable SN – połączenia wewnętrzne

Kable wewnętrzne łączą turbiny z morską stacją transformatorową. Są to najczęściej kable średniego napięcia (ok. 33 kV) przystosowane do przesyłu prądów zmiennych (AC). Obecnie długość kabli wewnętrznych zainstalowanych w morskich farmach wiatrowych, które powstały po 2010 r. w Europie, wynosi ponad 2000 km

- Morskie kable eksportowe 220 kV

Kable eksportowe stosowane są do przesyłu prądu od morskiej stacji transformatorowej do sieci elektroenergetycznej na lądzie. Przesył odbywa się kablami wysokiego napięcia (głównie 150 kV) typu AC lub DC. Po 2010 r. w Europie położone zostało ok. 1400 km kabli eksportowych. Liczba dostawców tego typu

cabli jest ograniczona. Przewiduje się – podobnie jak w przypadku kabli wewnętrznych – wzrost napięcia kabli eksportowych, co może wpłynąć na redukcję strat mocy i tym samym kosztów.

4.1.4 Prace instalacyjne

Prace instalacyjne dotyczą zarówno elementów turbiny, jak i instalacji przyłączeniowej oraz fundamentów. W tej fazie kluczową rolę odgrywają specjalistyczne statki oraz dobrze rozwinięta infrastruktura portowa. Proces instalacji obejmuje: układanie kabli podmorskich, instalację fundamentów, instalację turbin morskich oraz instalację morskiej stacji transformatorowej. Przeciętne koszty instalacji stanowią 25% nakładów całkowitych.

Stocznie

Łańcuch wartości dla fazy instalacji rozpoczyna się od stoczni, która buduje specjalizowane statki przeznaczone do obsługi morskich farm wiatrowych. Są to m.in. statki wykorzystywane do budowy fundamentów, montażu elementów turbiny, układania kabli oraz statki serwisowe. Stocznie produkujące statki do instalacji znajdują się przede wszystkim w Azji, np. Chinach czy Korei Południowej. Niemniej jednak również europejskie – w tym polskie – stocznie budują specjalizowane statki na użytek przemysłu offshore.

Infrastruktura portowa

W porcie wykorzystywanym w procesie instalacji następuje wstępny montaż elementów turbiny. Port powinien być ulokowany niedaleko morskich farm wiatrowych, aby zredukować ryzyka i koszty związane z transportem. Głównymi wymaganiami dla infrastruktury portowej są: długość nabrzeża wynosząca ok. 200-300 m ze strefą o dużej nośności, głębokość wystarczająca do przyjęcia statków instalacyjnych (8-10 m), dostępność dźwigów oraz miejsce do składowania elementów przyszłej farmy wiatrowej.

4.1.5 Eksploatacja (O&M)

Faza eksploatacji i utrzymanie ruchu (ang. operations & maintenance) obejmuje wszystkie czynności związane z zapewnieniem prawidłowego funkcjonowania farmy wiatrowej następujące po oddaniu jej do użytku. Są to:

- eksploatacja i konserwacja prewencyjna,
- niezaplanowane prace utrzymaniowe (konserwacja korekcyjna).

Zdyskontowane wydatki w fazie operacyjnej stanowią 25-27% całkowitych kosztów związanych z postawieniem i działaniem morskich farm wiatrowych.

Główne nakłady w tej fazie to koszty części zamiennych, a także wynajmu statków. Wynajem to ok. 36% całkowitych zdyskontowanych kosztów, części wymienne zaś stanowią ok. 18% kosztów. Pozostałe wydatki przeznaczone są na pensje dla techników, ubezpieczenia i badania środowiskowe.

Zatrudnienie w fazie eksploatacji i utrzymania

W zależności od wielkości farmy oraz szczególnych warunkach miejscowych zatrudnienie w fazie eksploatacji kształtuje się od 70 do 100 osób. Eksploatacja morskiej farmy wiatrowej wymaga stałego zatrudnienia techników działających zarówno na morzu, jak i na lądzie, menedżerów, a także pracowników administracji. Największą grupę pracowników stanowią technicy pracujący na morzu. Dla farmy o mocy 500 MW jest to ok. 60 techników pracujących regularnie na morzu oraz przynajmniej kilku bazujących na lądzie.

4.2 Identyfikacja potencjału przemysłowego i usługowego na terenie Polski

Uwarunkowania ogólne

Morska energetyka wiatrowa to element przemysłu offshore, który jest definiowany jako działalność produkcyjna rozmieszczona na morzu. Na przemysł offshore składają się dwa główne elementy: rozwiązania produkcyjne związane z wydobywaniem surowców (głównie energetycznych) oraz pozyskiwaniem energii odnawialnej na morzu. Częścią wspólną jest ostateczne miejsce działalności – morze, a także częściowo wspólne technologie i infrastruktura produkcyjna portowa oraz flota.

Polska posiada znaczący potencjał rozwoju przemysłu offshore. Potwierdza to ocena mocnych i słabych stron.

| Silne strony | Słabe strony |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • potencjał ludzki, • wypracowane technologie, • elastyczność produkcji, • szkolnictwo zawodowe, średnie, wyższe, • zdobyte doświadczenie w budowie specjalistycznych statków oraz produkcji niektórych komponentów infrastruktury farm wiatrowych, • sprzyjające warunki naturalne do budowy morskich elektrowni wiatrowych, | <ul style="list-style-type: none"> • słabe wykorzystywanie zaplecza naukowo - badawczego • infrastruktura komunikacyjna • infrastruktura portowa • brak środków finansowych • zarządzanie łańcuchem dostaw • normy QS i HSE |
| Szanse | Zagrożenia |
| <ul style="list-style-type: none"> • rosnący popyt na energię • popyt na surowce energetyczne • zapotrzebowanie na statki specjalistyczne • popyt na remonty, przebudowy statków i platform wiertniczych | <ul style="list-style-type: none"> • decyzje administracyjne • wysokie koszty kapitałowe • akceptacja społeczna (słabe rozumienie offshore) |

Tabela 10. Analiza SWOT dla przemysłu offshore w Polsce.

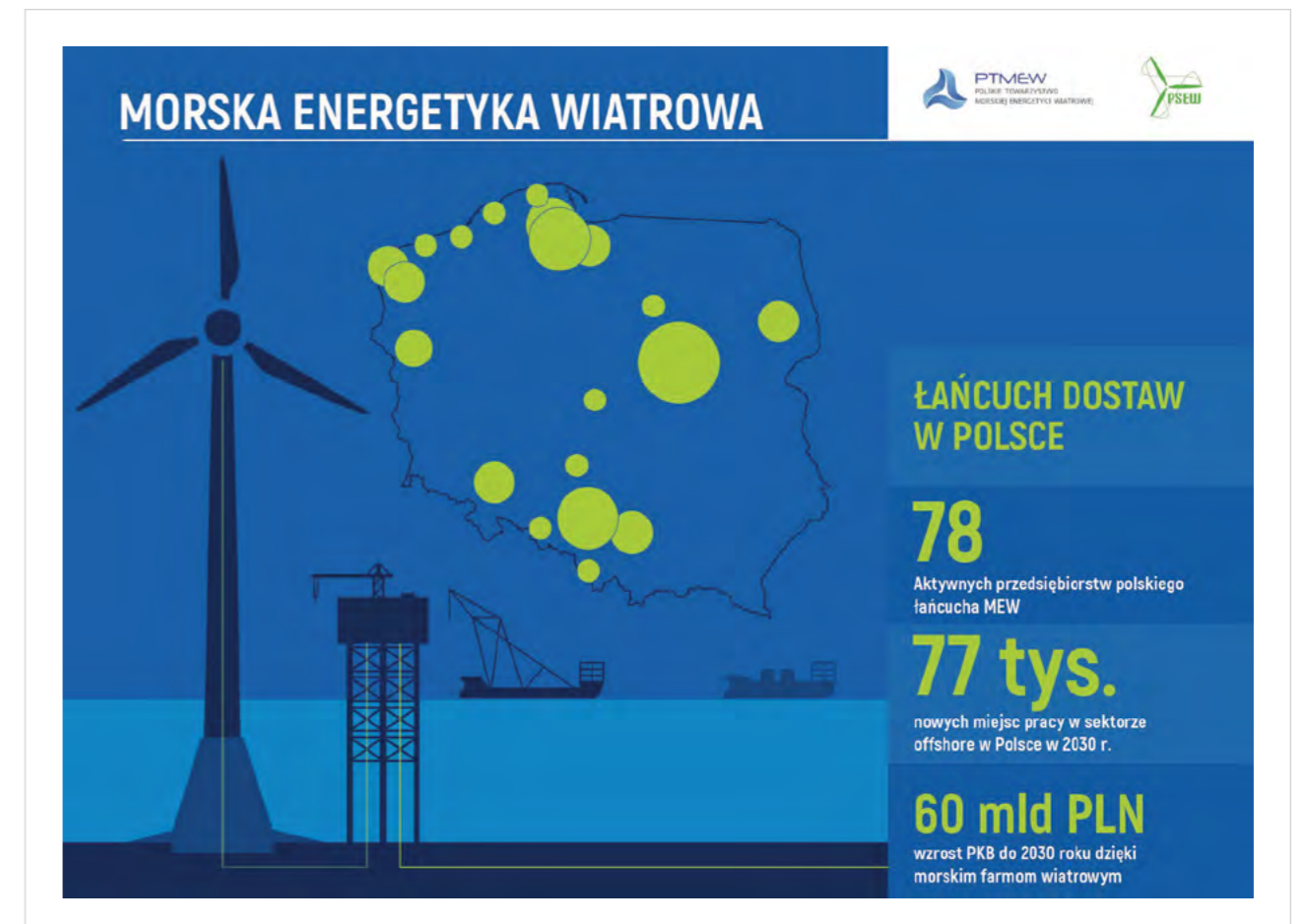
Źródło: Czaplinski P (2015). Przemysł offshore w Polsce – próba definicji, stan i możliwości rozwoju. Prace Komisji Geografii Przemysłu Polskiego Towarzystwa Geograficznego, 29(4), 103-111

Mając na uwadze w dalszym ciągu niższe – niż w takich krajach jak Niemcy, Dania czy Wielka Brytania – koszty pracy oraz jeszcze istniejący, ale niezagospodarowany potencjał przemysłowy, np. w branżach stoczniowej, hutniczej i budowlanej, można potwierdzić, że Polska posiada znaczący potencjał rozwoju przemysłu offshore. Można postawić również tezę, że co najmniej częściowo potencjał ten zawdzięczamy transformacji gospodarczej ostatnich 30 lat, która silnie wpłynęła na koszty pracy oraz stan przemysłu ciężkiego. Stworzyła ona dobre warunki do rozwoju łańcucha dostaw podzespołów dla morskiej energetyki wiatrowej.

Sektor morskiej energetyki wiatrowej w UE jest nadal na etapie rozwoju. „łańcuch dostaw” wyspecjalizowanych komponentów, usług oraz kompleksowych rozwiązań na potrzeby sektora nie został jeszcze w pełni ukształtowany. Stwarza to okazję dla polskich przedsiębiorstw, które chciałyby poszerzyć lub całkowicie zmienić profil swojej działalności. Przykłady państw i regionów, w których nastąpił dynamiczny rozwój działalności związanej z rozwojem morskich farm wiatrowych, świadczą o tym, że morska energetyka wiatrowa w sposób szczególny musi korzystać z doświadczeń i już istniejącego potencjału innych, pokrewnych, ale bardziej dojrzałych gałęzi przemysłu.

Nie oznacza to jednak, że przemysł offshore trzeba tworzyć od podstaw. Obecnie polskie przedsiębiorstwa są już beneficjentami inwestycji realizowanych na Morzu Północnym oraz Morzu Bałtyckim. Miejsca pracy tworzą najczęściej firmy produkcyjne wyspecjalizowane w budowie fundamentów i wież do turbin. Zlecenia zdobywają także stocznie budujące statki do montażu platform na morzu oraz dokonujące remontów platform wiertniczych. Przykładowo polska stocznia CRIST wyprodukowała dwa statki instalacyjne: Innovation i Vidar, natomiast Remontowa Shipbuilding SA w Gdańsku i Poltramp Yard SA w Świnoujściu były zaangażowane w budowę statków do układania kabli. W konsekwencji rośnie zapotrzebowanie na produkcyjną kadrę inżynierską, inżynierów jakości, inżynierów elektryków, inżynierów mechaników oraz pracowników fizycznych.

Polskie przedsiębiorstwa aspirujące do udziału w dużych projektach morskiej energetyki wiatrowej (MEW), w szczególności w budowie elektrowni wiatrowych typu offshore, muszą być przygotowane do spełnienia licznych, wieloaspektowych wymagań związanych zarówno z wewnętrzną strukturą i kulturą organizacyjną firmy, kwalifikacją i certyfikacją poddostawców i zarządzaniem łańcuchem dostaw. Konieczne jest również posiadanie odpowiedniego potencjału finansowego, w tym zdolności kredytowej i dostosowanie systemu zarządzania zasobami ludzkimi. Firma musi się liczyć z podejmowaniem podwyższonego ryzyka i godzeniem się z opóźnieniami realizowanych projektów MEW oraz wynikającymi z tego konsekwencjami.



Rysunek 30. Rozmieszczenie przedsiębiorstw przemysłu offshore w Polsce.

Źródło: PSEW 2018.

Infrastruktura przesyłowa²⁴

Znaczącą część nakładów inwestycyjnych morskiej farmy wiatrowej stanowi infrastruktura przesyłowa. W celu realizacji inwestycji na Morzu Bałtyckim konieczne będą inwestycje w infrastrukturę przesyłową o skali rzędu 5 mld EUR. Uczestnictwo polskiego przemysłu w dostawach urządzeń i instalacji sieci morskich oraz przyłączy lądowych jest wysoce prawdopodobne, jednak będzie wymagać działań wyprzedzających o charakterze strategicznym (uczestnictwo w inicjatywach międzynarodowych, przygotowanie rządowego programu rozwoju sieci morskich). Nawet jednak realizacja pilotażowych programów rozwoju energetyki wiatrowej na morzu w Polsce będzie wymagała znaczących inwestycji zarówno w wewnętrzną sieć elektroenergetyczną farmy wiatrowej oraz w wyprowadzenie wyprodukowanej energii na ląd. Dla przykładu w przypadku 500 MW zainstalowanych elektrowni wiatrowych inwestycje w sieć wewnętrzną osiągnęłyby wartość 50 mln EUR, a w wyprowadzenie energii z farm wiatrowych na ląd 150-200 mln EUR. Jak wynika z informacji podawanych przez francuską firmę Nexans, jednego z liderów światowego rynku okablowania podmorskiego, międzynarodowi dostawcy energii poszukują kabli charakteryzujących się wyjątkowo wysokimi parametrami, umożliwiającymi przetrwanie w skrajnie trudnych warunkach eksploatacyjnych.

²⁴ Ibidem

Obecnie większość dostaw do projektów morskiej energetyki wiatrowej realizowana jest przez firmy takie jak Nexans, JDR Cable Systems i ABB. Polski przemysł produkcji kabli jest jednym z najsilniejszych w Europie: Tele-Fonika zajmuje 4. miejsce wśród europejskich producentów okablowania.

Usługi logistyczno-transportowe²⁵

Obecnie stosowane są trzy podstawowe schematy logistyczne dostaw turbin wiatrowych do miejsca instalacji:

- transport turbin, elementów wieżowych i konstrukcyjnych statkiem z miejsca produkcji do portu docelowego, gdzie są one wstępnie montowane i transportowane na miejsce statkiem instalacyjnym;
- produkcja i wstępny montaż turbin w porcie i dostawa bezpośrednio na miejsce instalacji;
- dostawa elementów za pomocą mniejszych jednostek na statek instalacyjny zlokalizowany na budowanej farmie wiatrowej i ich montaż na statku (zaletą jest wykorzystanie statku instalacyjnego tylko do celów konstrukcyjnych, a nie do transportu, jednak metoda ta wymaga zwiększenia liczby operacji załadunku w porcie).

Wybór strategii logistycznej dla każdej farmy wiatrowej zależy od jej lokalizacji, zastosowanej technologii oraz dostępnej floty statków i wyposażenia portu. Rynek dużych jednostek instalacyjnych jest obecnie zdominowany przez przedsiębiorstwa aktywne w sektorze wydobywania gazu i ropy naftowej. W przyszłości należy oczekiwać, że statki tego typu eksploatować będą inwestorzy planujący budowę dużych mocy farm wiatrowych na morzu. Istnieją jednak możliwości dla mniejszych jednostek transportowych, służących do dowozu ludzi i sprzętu, umożliwiających bezpieczny dostęp do instalowanych konstrukcji. Oczekuje się także znaczącego wzrostu zapotrzebowania na wykwalifikowany personel – załogi statków przeszkolone w zakresie prac przy konstrukcjach morskich, zwłaszcza w zakresie zachowania bezpieczeństwa prac na morzu.

Usługi inżynierskie, projektowo-badawcze i inne²⁶

Proces przygotowania projektów wiatrowych trwa od trzech lat w przypadku farm lądowych do nawet 6-10 lat w przypadku morskich farm wiatrowych. Według danych opracowanych przez Instytut Energetyki Odnawialnej obecnie w Polsce istnieje ponad 100 małych i średnich firm świadczących usługi deweloperskie oraz konsultingowe związane z realizacją elektrowni wiatrowych na lądzie. Choć już obecnie kilka firm jest zaangażowanych w przygotowanie koncepcji pierwszych morskich farm wiatrowych i w opracowanie szerszej koncepcji rozwoju morskiej energetyki w Polsce, to ocenia się, że pierwsze znaczące miejsca pracy wynikające z rozwoju polskich farm morskich powstaną właśnie w sektorze usług około trzech lat przed oddaniem do użytku pierwszej z nich. Dopiero w dalszej kolejności powstaną zakłady zajmujące się bezpośrednią produkcją komponentów dla turbin wiatrowych, a na końcu firmy zajmujące się ich montażem i serwisem. Współpraca z firmami zagranicznymi przy budowie morskich farm wiatrowych w innych krajach powoduje jednak, że firmy z drugiej części łańcucha dostaw morskich farm wiatrowych powstają jako pierwsze i jest prawdopodobne, że poza specjalizacją w swoim pierwotnym obszarze będą poszerzać zakres działania na inne, poboczne obszary. Według szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej, szerzej opisanych w rozdziale 9, obszar usług morskiej energetyki wiatrowej w Polsce w 2020 r. będzie zatrudniał niecałe 4 tys. osób, co będzie stanowiło połowę wszystkich zatrudnionych w kraju w tym sektorze.

Proces instalacji morskich turbin wiatrowych i ich podłączenia do sieci wymaga bardzo zaawansowanej wiedzy technicznej oraz wykwalifikowanej siły roboczej, która będzie musiała zostać pozyskana z innych sektorów, przemysłu, np. stoczniowo-okrętowego, wydobywczego oraz usług sieciowych i systemowych.

Stwarza to doskonałą okazję dla wielu polskich przedsiębiorstw oraz pracowników pochodzących z restrukturyzowanych zakładów, których umiejętności nie mogły być dotychczas zagospodarowane w sposób efektywny. Przykładem niedawno zlikwidowanego przedsiębiorstwa, którego byli i obecni pracownicy mogliby uczestniczyć w projektach związanych z rozwojem farm morskich, jest Stocznia Gdańska SA. Część spośród 8,5 tys. zwolnionych pracowników mogłaby zostać zaangażowana do usług inżynierskich, np. przy okazji wprowadzania w życie duńskiego lub niemieckiego programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, zwłaszcza w związku z oczekiwanym już wkrótce niedoborem kadry

²⁵ Ibidem

²⁶ Ibidem

wykwalifikowanej. Doświadczenia zdobyte przy instalacji mogłyby posłużyć w późniejszym okresie do zajęcia pozycji na rynku usług serwisowania i eksploatacji. Jak wynika z rozdziału 5, proces projektowania i zarządzania oraz analizy środowiskowe mogą stanowić źródło znaczącego przychodu dla firm projektowych i konsultingowych. Zakładając realizację w Polsce do 2030 r. instalację powyżej 5 GW mocy, można ocenić potencjalne obroty tego rynku na 500-800 mln EUR, w czym zawierają się także badania przedrealizacyjne (w tym środowiskowe). Podobne obroty mógłby osiągnąć rynek usług finansowych i ubezpieczeniowych, jednak ze względu na dużą skalę inwestycji i związane z nią ryzyko trudno oczekiwać, że usługi te będą świadczone w pełnym zakresie przez sektor krajowy.

4.3 Polski eksport na zagraniczne rynki offshore

Na polskim rynku funkcjonuje obecnie kilkadziesiąt wyspecjalizowanych firm, uczestniczących w niemal wszystkich ogniwach łańcucha dostaw. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej oraz Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej przeprowadziły analizę łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, z której wynika, że firmy działające w Polsce mogą dostarczyć do 50% komponentów do zrealizowania krajowych projektów morskich farm wiatrowych. Obecnie większość tych przedsiębiorstw nastawiona jest na działalność eksportową, jednak skala ich działalności mogłaby być zdecydowanie większa po otwarciu się rynku krajowego.

Etapy i przykładowe przedsiębiorstwa rynku offshore w Polsce:

» przygotowanie i rozwój projektów MFW:

- Instytut Morski w Gdańsku,
- Polski Rejestr Statków SA,
- Centrum Techniki Okrętowej,
- DES ART. sp. z o.o.,
- Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Centrum Techniki Morskiej SA,

» produkcja elementów elektrowni (wirniki, gondole, wieże, konstrukcje wsporcze):

- GE – producent łopat,
- GSG Towers sp. z o.o.,
- LM Wind Power Blades,
- Siemens Gamesa,
- Vestas,
- KK Wind Solutions,
- Crist SA,
- Mostostal Kielce,

» produkcja infrastruktury przyłączeniowej (stacje transformatorowe, kable):

- TFKable S.,
- ABB,
- GSG Towers,
- JW. Steel Construction,
- ELBUD,

» instalacja morskiej farmy wiatrowej:

- Crist SA,
- Electrum,
- GSG Towers,
- Instytut Morski,
- MARS Shipyards & Offshore,
- Polski Rejestr Statków,
- Remontowa Shipbuilding SA.

Przy właściwej realizacji rozbudowy i modernizacji polskich portów mogą one spełniać funkcję ośrodków zarówno produkcyjnych, jak i konstrukcyjnych. W przypadku tych ostatnich, zakładając typowe możliwości przepustowe portów konstrukcyjnych wynoszące 100 turbin/rok, można wyliczyć, że duże porty morskie w Polsce pozwalają na montaż i instalację do 400 turbin/rok. W okresie 2020-2030 polskie porty mogą więc obsłużyć teoretycznie nawet 4 tys. konstrukcji elektrowni morskich, a więc logistyka portowa nie stanowi czynnika ograniczającego możliwość realizacji scenariusza 10 GW MFW na polskich obszarach morskich.

Usługi inżynierskie, projektowo-badawcze i inne

Proces przygotowania projektów wiatrowych trwa od 3 lat w przypadku farm lądowych do nawet 6-10 lat w przypadku morskich farm wiatrowych. Dlatego firmy świadczące usługi związane z rozwojem projektów farm wiatrowych zazwyczaj powstają jako pierwsze. Proces taki ma miejsce np. w przypadku polskiego rynku lądowej energetyki wiatrowej. Według danych opracowanych przez Instytut Energetyki Odnawialnej obecnie w Polsce istnieje ponad 100 małych i średnich firm świadczących usługi deweloperskie oraz konsultingowe związane z realizacją elektrowni wiatrowych na lądzie.

Według szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej sektor usług morskiej energetyki wiatrowej w Polsce w 2020 r. będzie zatrudniał niecałe 4 tys. osób, co będzie stanowiło połowę wszystkich zatrudnionych w kraju w tym sektorze.

Badania naukowe i prace rozwojowe

Technologiczna mapa drogowa, sformułowana przez UE w ramach SET-Planu, definiuje sześć kluczowych, strategicznych inicjatyw, z których jedną jest rozwój morskiej energetyki wiatrowej. W tym obszarze UE zamierza zainwestować 6 mld Euro i stworzyć do 2030 r. więcej niż 250 tys. wysokokwalifikowanych miejsc pracy. Dokument stwierdza, że potrzebne są m.in. następujące działania: rozwój badań empirycznych i modelowych na rzecz lepszej oceny zasobów (statycznych i dynamicznych) morskiej energetyki wiatrowej, zbudowanie 10 laboratoriów do testowania komponentów nowych morskich turbin wiatrowych, 10 morskich wiatrowych farm demonstracyjnych, 10 projektów demonstracyjnych nowych turbin wiatrowych, minimum 5 prototypowych fabryk i obiektów portowych do demonstracji i przetestowania nowych rozwiązań budowlanych, produkcyjnych i logistycznych, także rozwój sieci elektroenergetycznych itd.

W Polsce elementem wspierającym badania i rozwój powinno być ustanowienie Strategicznego Programu Badawczego dla morskich elektrowni wiatrowych oraz promocja przez rząd wsparcia dla polskich instytucji naukowych i przemysłu przy składaniu wniosków do tzw. Centralnych Węzłów Wiedzy UE. W ramach Strategicznego Programu Badawczego powinny znaleźć się przede wszystkim zagadnienia badawcze istotne dla rozwoju polskiego przemysłu energetyki wiatrowej na morzu.

Podsumowując, przy uwzględnieniu możliwości przyłączenia do sieci nowych mocy wytwórczych, struktury systemu elektroenergetycznego i prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną, możliwości zaplecza dostawczo-logistycznego oraz zaplecza kadrowego, można oszacować potencjał techniczny rozwoju MFW w Polsce na poziomie 10 GW, jednak z realizacją rozłożoną w czasie co najmniej do 2040 r.

4.4 Przykłady istniejącego potencjału w Polsce – case studies wybranych przedsiębiorstw²⁷

GSG Towers

GSG Towers związane jest z branżą energetyki wiatrowej od 2011 r. jako producent wież wiatrowych oraz konstrukcji stalowych dla branży onshore i offshore. Możliwości produkcyjne na potrzeby sektora morskiej energetyki wiatrowej obejmują następujące konstrukcje:

- wieże wiatrowe,
- trafoplatfomy,
- transition piece,
- klatki anodowe,
- elementy fundamentów.

GSG Towers oferuje najbardziej wydajną linię produkcyjną wież wiatrowych w Polsce. W 2014 r. rozpoczęta została produkcja dzielonych wież wiatrowych (LDST), usługa, którą świadczy tylko trzech producentów na świecie (w tym GSG Towers). Przez ostatnie sześć lat firma wyprodukowała konstrukcje stalowe na potrzeby 12 morskich farm wiatrowych, m.in. Borkum Riffgrund I, Wikinger, Walney Extension 03/04, Veja Mate, Hornsea.

Tele-Fonika Kable

Grupa Tele-Fonika Kable od ponad 25 lat jest obecna na krajowym i międzynarodowym rynku przemysłu kablowego. Stabilna strategia rozwoju oparta na pełnej dywersyfikacji rynków zbytu pozwoliła na ugruntowanie spółki w światowej czołówce firm branży kablowej o znaczącym potencjale rozwojowym.

²⁷ Na podstawie: Raportów: „Wpływ energetyki wiatrowej na polski rynek pracy, WISE Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych”

Świadczone usługi i produkty dostarczane przez TF Kable znajdują liczne zastosowania w najważniejszych sektorach przemysłu i obejmują ponad 25 tys. sprawdzonych, standardowych konstrukcji zawierających również asortyment specjalistyczny realizowany na indywidualne zapotrzebowanie partnerów biznesowych.

Kable i przewody niskich (EPR), średnich i wysokich (XLPE) napięć oraz kable sterownicze/optyczne do przesyłu danych oraz do zapewnienia bezpieczeństwa znajdują zastosowanie przy budowie i obsłudze w nadmorskich i lądowych farmach wiatrowych.

Przewody i kable przeznaczone są do pracy na statkach oraz platformach, charakteryzują się doskonałą odpornością mechaniczną i chemiczną, wymaganą przy pracy w trudnych warunkach, a także – jak w przypadku nowej generacji kabli bezołowiowych – są przyjazne dla środowiska. Ponad 65% surowców wykorzystywanych przy produkcji kabli pochodzi od polskich producentów, m.in. KGHM Polska Miedź SA, Anwil SA, Boryszew SA, Instytut Włókiennictwa.

LM Wind Power Blades Poland sp. z o.o.

Koncern LM Wind Power jest czołowym światowym producentem łopat do turbin wiatrowych. Firma zajmuje się także serwisowaniem produktów w energetyce wiatrowej. LM jest firmą o globalnym zasięgu i cenionym partnerem na rynkach całego świata, dostarczając innowacyjne rozwiązania licznym klientom. Fabryki LM znajdują się na czterech kontynentach: w Europie, Azji i obu Amerykach. Technologia produkcji unikalnych łopat gwarantuje żywotność na 20 lat.

W ponad 35-letniej historii LM Wind Power wyprodukowało ponad 185 tys. łopat o wymiarach od 5 do 88,4 m. Firma posiada własne centrum testowe i tunel aerodynamiczny, gdzie sprawdzane są parametry wyrobów. Corocznie powstaje od 6 do 8 nowych projektów łopat.

LM współpracuje z lokalnymi władzami oraz uczelniami i szkołami, umożliwiając praktyki najlepszym studentom, angażuje się w różne inicjatywy społeczne wspierające lokalną społeczność w regionie (udział w wydarzeniach sportowych, pomoc domom dziecka, lokalnym placówkom edukacyjnym).

W Goleniowie firma działa od 2008 r. i jest główną fabryką w całej korporacji. Obecnie załoga liczy ponad 700 osób i trwają przygotowania do rozbudowy zakładu z uwagi na wdrożenie nowej technologii i produkcję jeszcze dłuższych łopat dla turbin offshore o mocy 8 MW, których średnica wirnika wyniesie ok. 180 m. Co piąta turbina wiatrowa na świecie ma łopaty firmy LM Wind Power Blades Poland sp. z o.o.

KK Wind Solutions Polska sp. z o.o.

Opierając na ponad 35-letnim doświadczeniu, KK Wind Solutions jest silnym partnerem w tworzeniu systemów elektrycznych dla turbin wiatrowych. Zakres działalności obejmuje dostarczanie kompleksowych systemów kontrolnych, systemów oraz podsystemów zarządzania i monitoringu turbiny. Firma pomaga klientom w obniżeniu kosztów i zoptymalizowaniu wydajności turbin. Na całym świecie działa ponad 20 tys. systemów kontrolnych KK Wind Solutions.

- Zakres obsługi inwestycji
- Podsystemy turbin wiatrowych
- Sterowniki turbin wiatrowych
- Zarządzanie parkiem wiatrowym
- Produkcja i rozwiązania w łańcuchu dostaw
- Serwis i utrzymanie ruchu

KK Wind Solutions jest częścią grupy kapitałowej KK-group, która obejmuje wszystkie działania KK Wind Solutions oraz jej podmiotów. Właścicielem KK-group jest Solix Group.

Spomasz-Żary

Jedną z pierwszych polskich firm działających w branży związanej z rozwojem morskich farm wiatrowych w Europie jest żarski Spomasz. Przedsiębiorstwo to w 1997 r. zostało włączone do holenderskiej grupy Smulders, która zrzesza wiele europejskich zakładów specjalizujących się w produkcji konstrukcji stalowych. W wyniku decyzji zarządu dotyczącej restrukturyzacji grupy Smulders fabryka Spomasz została zakwalifikowana jako jednostka specjalizująca się w m.in. w produkcji konstrukcji przeznaczonych na instalacje typu offshore. Od trzech lat jedną z głównych działalności żarskiego przedsiębiorstwa, oprócz produkcji np. stalowych hal wielkogabarytowych oraz stadionów, jest produkcja elementów wież morskich elektrowni wiatrowych (w zakładzie w Łęknicy i Bolesławcu). W ściśle współpracującej fabryce dźwigów i konstrukcji stalowych FAMABA w Głogowie zatrudnienie znajduje ok. 450 osób. Spomasz uczestniczył w realizacji wielu farm wiatrowych zlokalizowanych u wybrzeży Belgii, Holandii, Wielkiej Brytanii.

Systemowe i makroekonomiczne skutki rozwoju zrównoważonej proekologicznie energetyki



5. SYSTEMOWE I MAKROEKONOMICZNE SKUTKI ROZWOJU ZRÓWNOWAŻONEJ PROEKOLOGICZNIE ENERGETYKI

5.1 Skutki dla zatrudnienia

W Unii Europejskiej według stanu na koniec 2016 r. energetyka wiatrowa spowodowała utworzenie – bezpośrednio lub pośrednio – ok. 260 tys. miejsc pracy (EU/W). Na 1 GW mocy zainstalowanej przypada ok. 1,7 tys. zatrudnionych.

Lądowa energetyka wiatrowa

Zmieniająca się z roku na rok skala inwestycji przełożyła się na liczbę krajowych miejsc pracy zależnych od energetyki wiatrowej. Najwięcej pracowników jest bowiem niezbędnych właśnie na etapie produkcji turbin oraz budowy farm wiatrowych, szczególnie gdy energetyka wiatrowa w danym kraju znajduje się na wczesnym etapie rozwoju i liczba farm wymagających serwisowania jest niewielka. Lata 2005-2012 były więc okresem dynamicznego wzrostu zatrudnienia w sektorze. O ile w 2005 r. energetyka wiatrowa stworzyła ok. 300 bezpośrednich miejsc pracy, o tyle siedem lat później, w szczytowym momencie rozwoju, bezpośredni dostawcy komponentów zatrudniali ok. 4,4 tys. pracujących – zarówno na rzecz energetyki krajowej, jak i eksportu²⁸

W tym samym czasie bezpośrednio zatrudnienie przy obsłudze istniejących farm wiatrowych wzrosło z kilkudziesięciu do ok. 500 osób. Ograniczenie inwestycji w 2016 r. zaowocowało drastycznym spadkiem bezpośredniego zatrudnienia związanego z energetyką wiatrową pomimo dalszego wzrostu zatrudnienia w obsłudze farm wiatrowych w kraju.

Biorąc pod uwagę wskaźniki zatrudnienia w energetyce wiatrowej w Europie, łączne efekty prozatrudnieniowe – bezpośrednie i pośrednie – można oceniać na przynajmniej 4,2 tys. osób (w odniesieniu do 6 GW mocy zainstalowanej). Stanowiłyby to 700 osób w przeliczeniu na 1 GW mocy zainstalowanej. Jest to szacunek bliższy raczej dolnej granicy potencjalnego zatrudnienia. Na 1 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w 2016 r. zatrudnionych w Danii było ponad 5,4 tys. osób, w Irlandii ok. 1 tys. osób, a w Niemczech w 2017 r. ponad 2,8 tys. osób [IEA WIND TCP 2017, s. 15]. Dostępne dane z tych krajów dotyczą energetyki wiatrowej na lądzie i na morzu. Należy założyć, że morska energetyka wiatrowa wymaga relatywnie mniejszego zatrudnienia z uwagi na większą skalę wykorzystywanych urządzeń i zgrupowanie ich w duże farmy.

Na każdego bezpośrednio zatrudnionego przy produkcji dóbr i świadczeniu usług na rzecz energetyki wiatrowej przypada ok. 1,5 pośrednich miejsc pracy generowanych przez poddostawców. Zarówno powstanie, jak i likwidacja jednego miejsca pracy w bezpośrednim otoczeniu energetyki wiatrowej wiąże się z powstaniem lub likwidacją więcej niż jednego miejsca pracy w innych sektorach. W przeliczeniu na zainstalowaną moc można szacować, że budowa 10 MW w lądowej energetyce wiatrowej w roku inwestycji tworzy 39 bezpośrednich miejsc pracy.

Tabela przedstawiająca miejsca pracy generowane w Polsce przez inwestycje i serwisowanie farm wiatrowych w 2014 r.:

| | Bezpośrednie | Ogółem |
|---|--------------|--------|
| Miejsca pracy tworzone przez 10 MW nowych farm wiatrowych | 39 | 114 |
| Miejsca pracy tworzone przez 10 MW istniejących farm wiatrowych | 2 | 5 |

Tabela 11. Liczba miejsc pracy przy budowie i eksploatacji 10 MW farmy wiatrowej.

Źródło: WISE 2015

²⁸ WISE 2015 Wpływ energetyki wiatrowej na polski rynek pracy, http://psew.pl/wp-content/uploads/2015/10/Wplyw-energetyki-wiatrowej-na-polski-rynek-pracy_WISE.pdf

łącznie z zatrudnieniem pośrednim oznacza to powstanie w okresie inwestycyjnym 11,4 miejsc pracy na każdy 1 MW nowych mocy. Ich utrzymanie w kolejnych latach wymaga kontynuowania inwestycji w energetykę wiatrową, a także wychodzenia krajowych firm na rynki międzynarodowe. Stopniowa rozbudowa mocy wiatrowych w Polsce, a w dłuższej perspektywie – wymiana starych farm wiatrowych na nowe instalacje – zapewni stałe zatrudnienie osobom zaangażowanym w realizację inwestycji wiatrowych. Z kolei obsługa istniejących farm wiatrowych o mocy 10 MW wiąże się z utrzymywaniem 2 bezpośrednich i 3 pośrednich miejsc pracy. W efekcie całkowita liczba krajowych miejsc pracy zależnych od energetyki wiatrowej w 2014 r. wyniosła 8,4 tys., a dwa lata wcześniej – niemal 12 tys. osób. Największy udział (ok. 40%) w tworzeniu miejsc pracy mają usługi, co wynika z ich dużego znaczenia gospodarczego i relatywnie wysokiej pracochłonności. Około 1/3 miejsc pracy w energetyce wiatrowej przypada na przemysł, co w 2014 r. oznaczało zatrudnienie dla ok. 2,8 tys. osób. Obecnie zachodzi potrzeba przeprowadzenia badania nad dokładnymi rozmiarami zatrudniania w lądowej energetyce w Polsce, gdyż nie dysponujemy aktualnymi danymi w tym obszarze.

Morskie farmy wiatrowe

Ocenia się, że w okresie tworzenia polskich morskich farm wiatrowych – do 2030 r. – rozwój tego sektora w Polsce może zapewnić średniorocznie 77 tys. miejsc pracy. Łącznie aż 70 tys. miejsc pracy (zarówno bezpośrednich, jak i pośrednich oraz indukowanych) może się pojawić przy przygotowaniu i konstrukcji 6 GW mocy morskich farm wiatrowych²⁹. W innym, wcześniejszym, opracowaniu liczbę miejsc pracy zależnych od energetyki wiatrowej na morzu w 2030 r. szacowano, w zależności od scenariusza rozwoju, na poziomie 1 tys. w scenariuszu niskim, 4 tys. (scenariusz średni) i 31 tys. w scenariuszu wysokim³⁰.

Morskie farmy wiatrowe są eksploatowane przez ok. 20 lat. W tym okresie serwisowaniem, monitorowaniem i naprawami morskich farm wiatrowych w Polsce o łącznej mocy 6 GW zajmować się może ponad 1,2 tys. osób. Około 1 tys. miejsc pracy może powstać w branżach obsługujących morskie farmy wiatrowe – usługach portowych, transporcie, serwisie okrętów³¹.

Dylemat „miejsca pracy w górnictwie czy w energetyce odnawialnej” jest zatem fałszywy: postawienie na rozwój OZE, w tym energetyki wiatrowej, nie stoi w sprzeczności ze sprawnym przeprowadzeniem głębokiej restrukturyzacji w górnictwie. Co istotniejsze, o ile w przypadku sektora wydobywczego skuteczność wysiłków państwa na rzecz uratowania części miejsc pracy jest uzależniona od czynnika zewnętrznego – cen węgla na rynku globalnym – o tyle w przypadku energetyki wiatrowej wzrost zatrudnienia zależy głównie od jakości krajowego otoczenia regulacyjnego. Jeśli zostanie ono dobrze ukształtowane, to w perspektywie 2030 r. energetyka wiatrowa może w Polsce tworzyć więcej miejsc pracy niż schyłkowe górnictwo węgla kamiennego.

5.2 Skutki dla rozwoju gospodarczego (PKB i innych wskaźników makro, produkcji i dochodu)

Nie ulega wątpliwości, że w horyzoncie najbliższych dwóch dekad największy potencjał pobudzenia polskiej gospodarki należy przypisać morskiej energetyce wiatrowej. Wynika to zarówno z możliwości, jakie daje lokalizacja na morzu, stosunkowo duży udział komponentu krajowego w kosztach budowy elektrowni, jak i z tego, że MEW w polskim systemie jeszcze nie ma, zatem – w przeciwieństwie do lądowej energetyki wiatrowej z 5,8 GW mocy zainstalowanej na koniec 2018 r. – potencjał elektrowni morskich nie został dotąd wykorzystany nawet w części.

Z raportu³² przygotowanego przez firmę doradczą E&Y wynika, że inwestycja w 6 GW mocy wiatrowej na morzu przyniosłaby polskiej gospodarce ok. 73,8 mld PLN wartości dodanej w pierwszych siedmiu latach inwestycji (zakładając stopniowe ponoszenie nakładów). Wynika to z efektów bezpośrednich (zmiana wolumenu produkcji i wartości dodanej sektora morskiej energetyki wiatrowej), pośrednich (wpływ MEW na inne sektory gospodarki powiązane łańcuchem dostaw) oraz indukowanych (zwiększenie wydatków konsumpcyjnych pracowników przedsiębiorstw z branży MEW i przedsiębiorstw powiązanych). Inwestycja w moc tego rzędu umożliwiłaby już przekroczenie „masy krytycznej” rozwoju sektora i stanowiłaby

²⁹ McKinsey, op. cit., s. 21.

³⁰ M. Skolimowski [w:] TPA Horwath, PSEW, Raport: Energetyka wiatrowa w Polsce 2015 r., s. 28.

³¹ McKinsey, op. cit., s. 24

³² Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju, luty 2013

zdecydowany impuls dla rozwoju sektorów towarzyszących, powodując, że duży odsetek wydatków na inwestycje w MEW będzie stanowił przychody polskich przedsiębiorstw. Aż 62% nakładów inwestycyjnych pozostałoby w ocenie E&Y w Polsce.

| Branża | Wartość dodana [mld PLN] |
|-------------------------------------|--------------------------|
| Transport lądowy | 3,0 |
| Transport morski, stocznie, porty | 5,1 |
| Usługi wspierające | 5,4 |
| Budownictwo | 5,5 |
| Przemysł elektromaszynowy | 7,9 |
| Pozostałe sektory | 14,6 |
| Razem – efekt pośredni i indukowany | 41,5 |

Tabela 12. Wartość dodana w formie efektu pośredniego i indukowanego w podziale na branże – E&Y

Źródło: E&Y

Większość wartości dodanej generuje efekt pośredni (34,1 mld zł, tj. 46%) oraz nieujęty w tabeli efekt bezpośredni powstający w samej morskiej energetyce wiatrowej, dający 32,4 mld zł (44%) wartości dodanej. Reszta wartości dodanej to efekt indukowany, czyli 7,3 mld zł. Efekty pośrednie i indukowane są związane głównie z przemysłem elektromaszynowym oraz budownictwem.

Według cytowanego już opracowania McKinsey, w wyniku rozwoju morskiej energetyki wiatrowej do 2030 r. zostanie wytworzone dodatkowe 60 mld zł produktu krajowego brutto (tj. wartości dodanej). Z tej kwoty niemal 47 mld zł może zostać wygenerowane przez całość działalności związanej z przygotowaniem oraz realizacją inwestycji. Większość wartości dodatkowego PKB może powstać w trzech obszarach łańcucha wartości – budowie elementów wirnika (przede wszystkim łopat), budowie fundamentów oraz w związku z instalacją konstrukcji. W przypadku zatrudnienia polskich firm i pracowników dodatkowe kluczowe obszary to również budowa wież oraz morskich stacji transformatorowych³³. Około 17 mld zł przyrostu PKB to wpływ indukowany. Pozostałe 13 mld zł może być efektem dodatkowego eksportu zrealizowanego przez zlokalizowane w Polsce przedsiębiorstwa z łańcucha wartości morskiej energetyki wiatrowej, działalności operacyjnej i utrzymaniowej morskich farm wiatrowych oraz inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną na lądzie.

W opracowaniu przedstawionym przez firmę McKinsey przyjęto hipotetyczny koszt netto morskiej energetyki wiatrowej w przeliczeniu na 1 MWh wyprodukowanej energii. Średni koszt wyprodukowania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych w Polsce według tych prognoz wynosić będzie 96 euro/MWh (średnia dla elektrowni wybudowanych do 2030 r., przy założeniu sukcesywnego spadku kosztów, wynikającego z rozwoju technologii, wzrostu skali, konkurencyjności oraz poprawy operacyjnej)³⁴. Wpływy z podatków można oceniać w odniesieniu do wartości inwestycji rzędu 70 mld zł, co daje wedle szacunków do 2030 r. łączne wpływy sięgające 15 mld zł. Większość tej kwoty to wpływy z VAT oraz CIT, związane z transakcjami i działalnością przedsiębiorstw z łańcucha wartości zlokalizowanych w Polsce. Około 2 mld zł będzie pochodzić z podatku PIT oraz z tytułu opłaty lokalizacyjnej³⁵.

Roczne wpływy z podatków można szacować na podstawie wielkości przychodów, kosztów i zatrudnienia. Wartość rocznych przychodów wygenerowanych w energetyce wiatrowej można oszacować na podstawie danych z innych krajów. W Niemczech są one na poziomie ok. 272,8 mln USD w przeliczeniu na 1 GW mocy zainstalowanej, w Portugalii ok. 254 mln USD, w Hiszpanii 117,3 USD [IEA WIND TCP 2017, s. 15]. W Polsce przy 6 GW mocy zainstalowanej można tę wartość szacować proporcjonalnie na 2,8-6 mld zł. Przyjmując natomiast produkcję na poziomie 20 TWh i cenę hurtową energii w przedziale 150-300 zł/MWh, wartość przychodu można oceniać na 3-6 mld zł.

³³ Mc Kinsey, op. cit., s.22

³⁴ Ibidem, s. 15.

³⁵ Ibidem, s. 23.

Koszty produkcji 1 MWh w 2017 r. (bez subsydiów) były oceniane w przedziale 30-60 USD/MWh³⁶. Przy wartości kosztów z dolnych przedziałów przychodów i kosztów dochód w 2030 r. wynosiłby 600 mln zł, a przy wartościach z przedziałów górnych ok. 1,2 mld zł wpływy z podatków w tym roku można szacować na poziomie 140-280 mln zł. Natomiast przy wysokim poziomie kosztów i niskim poziomie cen za energię elektryczną nie można oczekiwać dochodu z tej inwestycji. Wpływy z podatku akcyzowego będą zależne od przyjętej stawki tego podatku. Wpływy przy stawce 5 zł/MWh to 100 mln zł, a przy stawce 20 zł/MWh to 400 mln zł.

Przy zatrudnieniu wynoszącym ok. 4,2 tys. osób wpływy z podatku PIT w 2030 r. byłyby rzędu 40-80 mln zł (przy założeniu przeciętnego rocznego dochodu do opodatkowania rzędu, odpowiednio 50 tys. i 100 tys. zł).

5.3 Wpływ rozwoju przemysłu energetyki odnawialnej na gospodarkę Górnego Śląska

Rozwój przemysłu energetyki odnawialnej w zakresie morskiej energetyki wiatrowej może mieć istotny wpływ na gospodarkę regionów i ośrodków przemysłowych, w tym również na gospodarkę regionów położonych w głębi kraju. Do takich należy Górnośląski Okręg Przemysłowy. Firmy śląskie mogą w znaczącym stopniu partycypować w przepływach korzyści wynikających z rozwoju nowego podsektora energetyki. Z pewnością nie zrekompensuje to całości uszczerbku wynikającego w powolnego spadku znaczenia przemysłu węglowego, ale może mieć zauważalny, choć ograniczony wpływ na gospodarkę Górnego Śląska. Na etapie projektowania inwestycji w roli wykonawców lub podwykonawców mogą się znaleźć podmioty wyspecjalizowane w układach regulacyjnych, projektowania sieci itp. Istotnym beneficjentem inwestycji w farmy wiatrowe na polskim morzu będzie branża stalowa. Spodziewana skala inwestycji może sprawić, że rozwój tego nowego podsektora energetyki wygeneruje popyt na stal nieodnotowywany od czasu rozpoczęcia transformacji ustrojowej i gospodarczej. Zakładając, że nie nastąpi istotna zmiana w technologii, prowadzone w ciągu najbliższych 20-30 lat inwestycje mogą wygenerować popyt na stal rzędu 2 mln ton.

W łańcuchu dostaw mogą wystąpić górnośląskie huty. W szczególności może to dotyczyć ISD Huta Częstochowa sp. z o.o., gdzie w asortymencie produkcji znajdują się blachy grube: okrętowe, specjalne, trudno ścieralne, trudno rdzewiejące, konstrukcyjne zwykłe, konstrukcyjne ulepszone cieplnie, konstrukcyjne o podwyższonej wytrzymałości. Tego typu produkty są wykorzystywane na potrzeby produkcji wież do morskich turbin wiatrowych. Pośrednio z dodatkowego popytu na stal skorzystać mogą również polscy producenci węgla metalurgicznego. W tym wypadku jednak potencjalny wzrost zapotrzebowania będzie stosunkowo mały. W skali obecnie prowadzonego wydobycia nie wypłyne na skalę produkcji, poziom inwestycji czy zatrudnienie.

Na Górnym Śląsku znajdują się też dostawcy kabli energetycznych, transformatorów i osprzętu. Są też firmy wyspecjalizowane w budowie i modernizacji sieci energetycznych. Ten obszar dostaw ma stosunkowo dużą wartość. Do wybudowania morskich farm wiatrowych o łącznej mocy 6 GW potrzebne będzie do 2030 r. blisko 30 tys. ton zwojów miedzianych, wartych 0,5-1 mld zł³⁷. [Mc Kinsey 2016, s. 25]

Na etapie uruchamiania i eksploatacji morskich farm wiatrowych szanse na uzyskanie kontraktów mają górnośląskie firmy specjalizujące się w testowaniu, kontrolowaniu, znajdowaniu uszkodzeń urządzeń, instalacji i kabli energetycznych.

Na etapie funkcjonowania morskich farm wiatrowych korzyści dla gospodarki Górnego Śląska dotyczyłyby również szeroko rozumianego wykorzystania energii wytworzonej w morskich farmach wiatrowych. Pozwoliłoby to z pewnością na dywersyfikację źródeł dostaw energii elektrycznej, stwarzając możliwość obniżenia kosztów jej zakupu. W dłuższej perspektywie w warunkach znaczącego wzrostu cen energii wytwarzanej z paliw kopalnych mogłoby to oznaczać możliwość zakupu tańszej energii elektrycznej dla celów grzewczych, co mogłoby pociągnąć za sobą procesy poprawy efektywności energetycznej w sektorze komunalnym i w gospodarstwach domowych oraz rozwój przemysłu i usług z tym związanych.



³⁶ Lazard Levelized Cost of Energy 2017, s. 10.

³⁷ McKinsey, op. cit., s. 25.

Finansowanie nakładów i kosztów transformacji systemu energetycznego



6. FINANSOWANIE NAKŁADÓW I KOSZTÓW TRANSFORMACJI SYSTEMU ENERGETYCZNEGO

Proces transformacji nie jest działaniem prostym i zazwyczaj zajmuje dużo czasu oraz pochłania znaczne środki finansowe. Odpowiednie przygotowanie tego procesu, a w szczególności jego odpowiednie zabezpieczenie finansowe, znacznie zwiększa szanse, że transformacja zakończy się sukcesem. Zmiany, jakie zachodzą w sektorze energetycznym w Europie i na świecie, przynajmniej na pierwszy rzut oka wydają się bardzo dobrze przemyślane i przygotowane. Najlepszym tego przykładem są Niemcy, gdzie proces zmiany miksu energetycznego trwa już od dłuższego, a zaangażowane w niego środki pozwalają społeczeństwu przejść przez ten proces stosunkowo bezboleśnie.

Polska dzięki wielu funduszom przeznaczonym na transformację systemu energetycznego ma również duże szanse, aby przejść przez takie zmiany w sposób stosunkowo łagodny. W niniejszym rozdziale zostaną przedstawione dostępne obecnie fundusze, które już dzisiaj służą takiej transformacji, a także dodatkowe mechanizmy finansowania, które nie są wykorzystywane, a mogłyby stać się dodatkowym bodźcem do rozwoju OZE w Polsce.

Rozważając możliwości finansowania OZE, nie można nie zauważyć również, że obecnie coraz trudniej jest pozyskać finansowanie inwestycji w wytwarzanie oparte na węglu kamiennym. Obecnie coraz częściej słychać, że instytucje finansowe odchodzą od finansowania inwestycji węglowych. Dotyczy to zarówno inwestycji w wydobycie węgla, jak i w wytwarzanie energii z tego surowca.

6.1. Europejski System Handlu uprawnieniami do emisji CO₂

W dniu 9 kwietnia 2018 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814. Wprowadza ona zmiany w funkcjonowaniu systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) od 2021 r. Zgodnie z tą nowelą główną metodą rozdysponowania uprawnień do emisji pozostaje tak jak wcześniej ich sprzedaż na aukcjach oraz utrzymany zostaje bezpłatny przydział uprawnień do emisji w celu ochrony sektorów przemysłowych przed ucieczką emisji poza granice UE. Niemniej szczegóły funkcjonowania poszczególnych elementów w ramach EU ETS uległy dość znaczącym zmianom. Wprowadzono również do systemu nowe mechanizmy, np. Fundusz Modernizacyjny oraz Fundusz Innowacyjny. W dyrektywie określono, że pula aukcyjna będzie stanowiła 57% całkowitej puli uprawnień do emisji (w tym 2% przeznaczone na Fundusz Modernizacyjny), przy warunkowym jej zmniejszeniu do 54% w przypadku konieczności zwiększenia liczby uprawnień do emisji przyznawanych bezpłatnie instalacjom przemysłowym.

Po 2021 r. każde państwo członkowskie będzie dysponowało z góry ustalonym wolumenem uprawnień do emisji, przeznaczonym do aukcyjnej sprzedaży. Środki uzyskane ze sprzedaży uprawnień do emisji w dalszym ciągu będą stanowiły dochód budżetu państwa. Szacuje się, że wielkość polskiej puli aukcyjnej będzie wynosiła ok. 884,97 mln uprawnień do emisji, co może się przełożyć na dochody w wysokości ok. 34 595,89 mln zł. W ramach dostępnej puli aukcyjnej część uprawnień (nawet 60%) zamiast do sprzedaży aukcyjnej, może być przekierowana bezpośrednio na wsparcie modernizacji energetyki. W ramach tych funduszy będą mogły być finansowane projekty, które przyczynią się do:

- dywersyfikacji koszyka energetycznego i źródeł dostaw;
- restrukturyzacji i modernizacji infrastruktury pod kątem ochrony środowiska;
- stosowania czystych technologii;
- modernizacji sektora wytwarzania energii (w tym zrównoważone i efektywne systemy ciepłownicze);
- modernizacji przesyłu i dystrybucji.

Pozostałe środki pozyskane ze sprzedaży darmowych uprawnień mogłyby być przeznaczone np. na finansowanie restrukturyzacji regionów dotkniętych transformacją energetyczną, w szczególności na programy, które pozwalałyby tym regionom przekwalifikować swoją gospodarkę z typowo węglowej, np. na Śląsku, na inny rodzaj.

Nowym programem służącym transformacji energetycznej powstałym na bazie znowelizowanej Dyrektywy ETS jest Fundusz Modernizacyjny. Jego funkcjonowanie zostało przewidziane na lata 2021-2030, a jego podstawowym celem jest przejrzyste promowanie inwestycji służących modernizacji sektora energetycznego. Z Funduszu Modernizacyjnego będą mogły skorzystać państwa członkowskie, których PKB

na 1 mieszkańca wyrażony w euro po kursie bieżącym wynosił w 2013 r. mniej niż 60% średniej UE. Należą do nich: Bułgaria, Rumunia, Węgry, Polska, Chorwacja, Łotwa, Litwa, Słowacja, Estonia, Czechy. Z funduszu będą mogły być finansowane działania związane m.in. z:

- wytwarzaniem i wykorzystaniem energii z OZE;
- poprawą efektywności energetycznej (z wyjątkiem wytwarzania energii elektrycznej z węgla);
- magazynowaniem energii;
- wspieraniem przemian społecznych w rejonach uzależnionych od węgla.

Fundusz Modernizacyjny będą stanowiąc dochody ze zbycia puli 2% (opcjonalnie zwiększone o kolejne 0,5%) całkowitej liczby uprawnień do emisji. Polska będzie głównym beneficjentem Funduszu Modernizacyjnego i będzie dysponowała wpływami ze sprzedaży co najmniej 135 mln uprawnień do emisji.

6.2 Fundusze Europejskie

Kolejnym źródłem finansowania inwestycji w odnawialne źródła energii są fundusze strukturalne Unii Europejskiej. W ramach kolejnych budżetów 2007-2013 oraz 2014-2020 UE wyrażała zgodę, że część z tych funduszy państwa członkowskie mogą przeznaczyć na finansowanie transformacji energetycznej, czyli budowę Odnawialnych Źródeł Energii. Finansowanie OZE w ramach funduszy UE odbywa się przede wszystkim poprzez Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POIŚ). Celem POIŚ jest poprawa atrakcyjności inwestycyjnej Polski i jej regionów poprzez rozwój infrastruktury technicznej przy równoczesnej ochronie i poprawie stanu środowiska, zdrowia, zachowaniu tożsamości kulturowej i rozwijaniu spójności terytorialnej. W ramach tego programu możemy wyróżnić działania mające na celu wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych oraz poddziałanie polegające na wspieraniu inwestycji dotyczących wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej. Sumaryczna wartość alokacji środków UE na przedmiotowe działania wynosi 300 mln euro i mogą być przeznaczone na działania związane z realizacją projektów inwestycyjnych dotyczących budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych skutkujących zwiększeniem wytwarzania energii z odnawialnych źródeł wraz z podłączeniem tych źródeł do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej. Wsparcie będzie obejmować budowę lub przebudowę jednostek wytwarzania energii wykorzystujących energię wiatru (pow. 5 MWe), biomasę (pow. 5 MWth/MWe), biogaz (pow. 1 MWe), wodę (pow. 5 MWe), energię promieniowania słonecznego (pow. 2 MWe/MWth) i energię geotermalną (pow. 2 MWth)³⁸. Efektem poddziałania będzie przyczynienie się do wypełnienia zobowiązań wynikających z tzw. pakietu energetyczno-klimatycznego Unii Europejskiej oraz strategii Europa 2020.

Dodatkowo środkami unijnymi na rozwój OZE, w tym źródeł wiatrowych, dysponują samorządy w ramach Regionalnych Programów Operacyjnych. Regularnie ogłaszane są nabory na konkursy, w ramach których można otrzymać dofinansowanie na budowę OZE lub modernizację istniejących obiektów.

6.3 Program Norweski Mechanizm Finansowy i EOG

Norweski Mechanizm Finansowy oraz Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (czyli tzw. fundusze norweskie i fundusze EOG) są formą bezzwrotnej pomocy zagranicznej przyznanej przez Norwegię, Islandię i Liechtenstein nowym członkom UE. Fundusze te są związane z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej oraz z jednoczesnym wejściem Polski do Europejskiego Obszaru Gospodarczego (UE + Islandia, Liechtenstein, Norwegia). Obecnie trwa trzecia edycja funduszy norweskich i EOG 2014-2021, z łącznym budżetem 2,8 mld euro. Wsparcie przyznano 15 państwom Europy Środkowej i Południowej oraz krajom bałtyckim. Budżet dla Polski to 809,3 mln euro, co oznacza, że podobnie jak w poprzednich latach Polska jest największym beneficjentem tych środków. Na kwestie związane ze środowiskiem, energią i klimatem przeznaczone zostało łącznie 140 mln euro³⁹. W ramach tej kwoty finansowane mogą być m.in. działania mające wpływ na wzrost produkcji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Oprócz tego finansowane będą działania związane z poprawą efektywności energetycznej w budynkach oraz wzrost świadomości społecznej i edukacja w zakresie efektywności energetycznej (wsparcie w ramach projektu predefiniowanego).

³⁸ Ministerstwo Energii „Szczegółowy opis osi priorytetowych Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020”, Warszawa 16 kwietnia 2018 r.

³⁹ <http://www.eog.gov.pl/strony/dowiedz-sie-wiecej-o-funduszach/poznaj-zasady-dzialania-funduszy/trzecia-edycja-funduszy-norweskich-i-eog-poznaj-wstepne-informacje/>

6.4 Coal Region in Transition Platform

Jeszcze innym instrumentem, który w głównej mierze ma się skupić nie tyle na finansowaniu OZE, ile zapobiegać ich ewentualnym negatywnym skutkom w regionach, które mogą być dotknięte transformacją sektora energetycznego, jest inicjatywa Komisji Europejskiej (KE) pod nazwą Coal Region in Transition. Zgodnie z informacją prezentowaną przez KE głównym bodźcem do stworzenia tej platformy było to, że zmniejszenie zużycia węgla doprowadziło do zamknięcia kopalni w wielu regionach UE, a intencją Wspólnoty jest dążenie do tego, aby wszystkie regiony w UE rozwijały się równomiernie. Dlatego KE jest zainteresowana opracowaniem projektów, które mogą zainicjować opłacalną transformację gospodarczą i technologiczną w tych regionach. Platforma Coal Region in Transition zapewnia przedstawicielom krajowym, regionalnym i lokalnym oraz pracownikom UE możliwość dyskusji, jak w efektywny sposób regiony mogą zmodernizować swoją gospodarkę tak, aby zmiany były jak najmniej dotkliwe dla społeczeństwa. Działanie to ma również na celu ułatwienie opracowywania długoterminowych strategii mających na celu przyspieszenie przejścia na czystą energię. Zgodnie z nieoficjalnymi danymi (na chwilę sporządzania raportu) fundusz przeznaczony na platformę Coal Region in Transition wyniesie 6 mld euro. Środki te będą przeznaczone na realizację projektów, które pomogą regionom łagodniej przejść okres transformacji. Jak podaje oficjalnie KE⁴⁰, obecnie trwają projekty pilotażowe w trzech regionach: na Śląsku (Polska), w zachodniej Macedonii (Grecja) i Trenczyńsku (Słowacja). Inicjatywy projektowe mogą obejmować budowę elektrowni geotermalnych i hydroenergetycznych w byłych kopalniach węgla, inwestycje w e-mobilność, digitalizację i centra danych, tworzenie parków innowacji, tworzenie lokalnych społeczności energetycznych oraz rozwój turystyki i działalności rolniczej. Projekty mogą kwalifikować się do istniejących funduszy UE. Zgodnie z doniesieniami prasowymi wkrótce będzie znana lista pierwszych projektów zakwalifikowanych do Coal Region in Transition⁴¹.

6.5 Ograniczenia w finansowaniu inwestycji węglowych

Funduszom na transformację energetyczną w stronę odnawialnych źródeł energii towarzyszą ograniczenia w finansowaniu inwestycji węglowych. Od kilku lat obserwujemy odchodzenie poszczególnych instytucji finansujących (banków, firm ubezpieczeniowych) od inwestycji w nowe bloki węglowe czy sektor górniczy. Co jakiś czas prasa podaje informacje, że kolejne banki wycofują lub ograniczają finansowanie inwestycji węglowych⁴². Najczęstszy argument używany przez instytucje finansowe to ogólna polityka odejścia od tego typu inwestycji i chęć inwestycji w odnawialne źródła energii. Ponadto finansowanie tego typu inwestycji to wzrost ryzyk związanych z wypłatą wyższych odszkodowań oraz powstanie nowych kategorii ryzyk trudnych do oszacowania i wyceny. Dodatkowo są to również obawy związane np. z wzrostem kosztów uprawnień CO₂, które mogą trwale wpłynąć na brak rentowności inwestycji, a zatem i na spadek wartości aktywów spółek⁴³. Nie oznacza to jednak, że obecnie nie ma chętnych na finansowanie tego typu inwestycji. Niemniej jednak należy liczyć się z tym, że w dłuższym okresie koszty ich finansowania mogą znacznie wzrosnąć.

⁴⁰ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/coal-and-other-solid-fuels>

⁴¹ https://gornictwo.wnp.pl/wkrotce-lista-pierwszych-projektow-zakwalifikowanych-do-coal-regions-in-transition,335600_1_0_0.html

⁴² <https://www.rp.pl/Surowce-i-Chemia/312209940-Trudniej-o-finansowanie-weglowych-inwestycji.html> ; <http://gramwzielone.pl/trendy/30887/kolejny-bank-wycofuje-sie-z-finansowania-wegla-z-trzema-wyjatkami>

⁴³ <https://globenergia.pl/polskie-firmy-na-czarnej-liscie-banki-wycofuja-sie-z-finansowania-sektora-weglowego/>

Podsumowanie



7. PODSUMOWANIE

Sektor energetyczny przechodzi od kilku lat głęboką transformację związaną ze zmniejszeniem udziału energetyki konwencjonalnej opartej na węglu na rzecz nowych technologii jej wytwarzania i znaczącego udziału energii odnawialnej. Zmiany idą od wytwarzania scentralizowanego w stronę technologii rozproszonych. Odnawialne źródła energii stają się coraz bardziej opłacalne. Pomimo mniejszego wsparcia zaczynają one konkurować na rynku z tradycyjnymi technologiami wytwarzania energii, co z kolei napędza rozwój i innowacje. To wszystko wymusza zmianę funkcjonowania operatorów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej oraz intensyfikację ich działań w kierunku regulacyjnym i integracyjnym energetyki rozproszonej z konwencjonalną.

Dlatego inwestycje w linie wysokiego napięcia, zgodnie z „Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025”, planowane są głównie na zachodzie i północy kraju, co jest przykładem inwestycji w infrastrukturę przesyłową, która umożliwi integrację zmiennych OZE, w tym elektrowni wiatrowych, z systemem elektroenergetycznym.

Również szybki postęp daje się zauważyć w przypadku energetyki konwencjonalnej opartej na węglu. Rosnący udział OZE wpływa na zmianę charakteru pracy bloków konwencjonalnych. Bloki dotychczas pracujące w podstawie krzywej obciążenia są przesuwane w kierunku pracy jako źródła podszczytowe zarówno pod względem współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej, jak i liczby uruchomień w roku. Stare bloki o niskiej sprawności wytwarzania wypierane są przez nowe, niskoemisyjne technologie pracujące w oparciu o bloki energetyczne na parametry nadkrytyczne i ultra-nadkrytyczne o sprawnościach wytwarzania sięgających 46% i zakresie regulacyjności 40-100% obciążenia. Są to więc bloki charakteryzujące się dużą elastycznością, co ma ogromne znaczenie dla obecnego profilu zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. Można w tym miejscu wskazać wiele przykładów takich rozwiązań, jak choćby dopiero rozpoczęta inwestycja budowy bloku o mocy 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka, który według zapewnień inwestora zaprojektowano pod kątem maksymalnej elastyczności pracy, w tym krótkiego czasu uruchamiania szybkości zwiększania i zmniejszania obciążenia, a także osiągania minimalnego obciążenia, co ma pomóc we współpracy z odnawialnymi źródłami energii. Nowy blok ma osiągać pełne obciążenie w mniej niż 30 minut, a także zmieniać obciążenie w zakresie 35-100%.

Trzeba jednak mieć na uwadze, że w przypadku obciążenia takiego bloku w granicach od 100% do 40% jego mocy znamionowej następuje spadek sprawności brutto bloku o ok. 3-4%, a to z kolei oznacza zwiększenie emisji CO₂ z bloku wynikające bezpośrednio ze zwiększonego zużycia węgla na jednostkę wyprodukowanej energii. Elastyczność bloku jest zatem okupiona obniżeniem jego parametrów ekologicznych i ekonomicznych. Najlepsza z punktu widzenia zachowania zarówno ekonomiki wytwarzania energii elektrycznej, jak i obostrzeń emisyjnych dotyczących CO₂ jest praca bloku nadkrytycznego w warunkach jego ciągłego obciążenia mocą nominalną, tzn. taką, dla której blok został zaprojektowany i przy której osiąga on optymalną dla siebie sprawność wytwarzania energii.

W związku z powyższym większość elektrowni powinna działać w trybie regulacyjnym, czyli posiadać zdolność do szybkiego reagowania na zmiany obciążenia, które zależy od pory dnia i roku. Cel ten można osiągnąć dzięki zwiększeniu operacyjnej elastyczności elektrowni konwencjonalnych m.in. poprzez rozszerzenie możliwości skokowego zwiększania i zmniejszania poziomu wytwarzania energii elektrycznej oraz obniżanie minimów technicznych.

Redukcja emisji CO₂ w sektorze wytwarzania polskiej elektroenergetyki w najbliższych latach może być osiągnięta m.in. przez zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca, w produkcji energii elektrycznej, oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w tej produkcji, a w dalszej perspektywie przez udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej.

Można zatem stwierdzić, że przyrost mocy energetyki wiatrowej (oraz całego sektora OZE) wpływa na zmianę charakteru węglowych jednostek wytwórczych na regulacyjny, co w dalszej perspektywie może wydłużyć okres eksploatacji paliw kopalnych oraz okres funkcjonowania całego sektora węglowego w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Nieuchronnym zmianom na rynku energii są w stanie sprostać odnawialne źródła energii. Rosnący udział OZE, w tym instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych, w europejskim systemie elektroenergetycznym w najbliższych latach wymusi dostosowanie w sposobie zarządzania sieciami przesyłowymi i dystrybucyjnymi – powstaną regionalne rynki bilansujące. Taka transformacja da impuls do rozwoju usług regulacyjnych, które mogą świadczyć farmy wiatrowe.

Z doświadczeń krajów z dużym udziałem OZE oraz na podstawie wyników projektów badawczych należy jednoznacznie wnioskować, że elektrownie wiatrowe mogą świadczyć usługi regulacji pierwotnej częstotliwości, regulacji wtórnej częstotliwości i mocy czynnej, regulacji trójnej czy regulacji napięcia i mocy biernej na rzecz systemu elektroenergetycznego. Po odpowiednim dostosowaniu turbin wiatrowych możliwe jest także świadczenie usług szybkiej odpowiedzi na zmianę częstotliwości, szybkiej generacji prądu biernego czy też regulacji napięcia i mocy biernej w warunkach braku generacji mocy czynnej. Nowoczesne turbiny wiatrowe są w stanie zaoferować standard świadczonych usług zgodny z wymaganiami stawianymi przez Operatora Systemu Przesyłowego w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Świadczenie usług regulacyjnych przez farmy wiatrowe doskonale wpisze się we współpracę z węglowymi jednostkami wytwórczymi, mogąc zmniejszyć liczbę odstawień Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych w cyklu dobowym, co wpłynie na obniżenie awaryjności oraz jednoczesny wzrost długoterminowej dyspozycyjności takich jednostek, a to z kolei może mieć istotne znaczenie dla planów pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w KSE w dłuższej perspektywie. Świadczenie usług regulacyjnych przez elektrownie wiatrowe poprawi bezpieczeństwo funkcjonowania KSE oraz wprowadzi konkurencję, co z kolei przyczyni się do obniżania kosztów zarówno przez źródła wiatrowe, jak i elektrownie węglowe. Rozproszony charakter energetyki wiatrowej korzystnie wpłynie również na zmniejszenie strat, a w efekcie ograniczenie kosztów związanych z przesyłaniem energii elektrycznej.

Wzajemne współistnienie oraz uzupełnianie się energetyki wiatrowej i energetyki węglowej wymaga kontynuowania rozwoju odnawialnych źródeł energii. Dalszy intensywny rozwój farm wiatrowych zarówno na lądzie, jak i na morzu, biorąc pod uwagę całą gospodarkę narodową, może być istotnym łańcuchem wartości. Należy przy tym mieć świadomość, że składowymi łańcucha wartości są projektowanie i planowanie, produkcja turbin, produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów, ich późniejsza instalacja, a na koniec eksploatacja i utrzymanie. Wszystkie te kwestie łącznie będą wywierać określone skutki dla zatrudnienia oraz rozwoju gospodarczego. Ocenia się, że w okresie organizowania morskich farm wiatrowych – do 2030 r. – rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce może zapewnić średniorocznie 77 tys. miejsc pracy oraz wytworzyć dodatkowe 60 mld zł produktu krajowego brutto.



AUTORZY RAPORTU



Janusz Gajowiecki

Związany z branżą wiatrową od 2008 roku. Wcześniej był dyrektorem Stowarzyszenia. Janusz Gajowiecki jest ekspertem w zakresie integracji sieci elektroenergetycznych i systemów wsparcia. Reprezentant branży energetyki wiatrowej w licznych konsultacjach, grupach roboczych i rozmowach z innymi uczestnikami rynku energii w Polsce i EU. Ukończył wyższą uczelnię CBS w Kopenhadze – ze stopniem Master of Science – specjalizacja stosunki międzynarodowe.



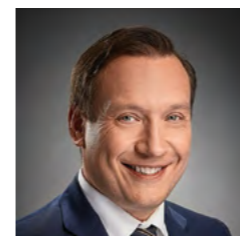
Prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej. Pracę zawodową rozpoczął w swojej macierzystej uczelni w 1979 r. jako asystent. Stopień doktora nauk technicznych uzyskał w 1983 r. W latach 1983 - 1999 pracował jako adiunkt w Katedrze Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, której od 2006 r. jest kierownikiem. Po uzyskaniu stopnia doktora habilitowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Warszawskiej został zatrudniony w 2000 r. na stanowisku profesora nadzwyczajnego, a po uzyskaniu w 2006 r. tytułu profesora - na stanowisku profesora zwyczajnego.



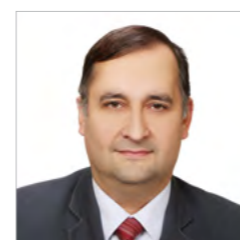
Szymon Kowalski

Ekspert rynku energii związany z sektorem energetycznym od ponad dziesięciu lat. Reprezentuje sektor energetyczny poprzez udział w pracach licznych organizacji branżowych. Wieloletni pracownik największych grup energetycznych w Polsce. Był pracownikiem Ministerstwa Gospodarki biorący udział w pracach przy tworzeniu krajowych i unijnych regulacji w obszarze sektora energetycznego.



Remigiusz Nowakowski

Prezes DISE, prezes zarządu PILE ELBUD S.A., Member of the Board, EURELECTRIC – Unia Przedsiębiorstw Energetycznych w Europie, wiceprezydent ogólnopolskiej organizacji Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej. Był prezesem zarządu TAURON Polska Energia S.A., przewodniczącym Rady Nadzorczej TAURON Dystrybucja SA, oraz członkiem Rady Nadzorczej PKN ORLEN SA.



Dr Piotr Paszko

Wiceprezes DISE, doktor nauk ekonomicznych, pracownik naukowy Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, Przewodniczący Rady Nadzorczej LOT Aircraft Maintenance Services Sp. z o.o., przedsiębiorca, menedżer, doradca biznesowy z dwudziestoletnim doświadczeniem zawodowym. W latach 2016-17 był przewodniczącym Komitetu Audytu Rady Nadzorczej PZU SA.

Dr inż. Paweł Włoch

Jest absolwentem Wydziału Elektrycznego Politechniki Szczecińskiej. Pracę zawodową rozpoczął w firmie EPA Sp. z o.o. w 2002 roku jako Specjalista ds. Energetyki Wiatrowej. Od 2006 roku jako Zastępca Dyrektora Działu Nowych Technologii, następnie od 2010 roku jako Wiceprezes Zarządu realizował projekty farm wiatrowych na terenie całego kraju. W 2012 roku uzyskał stopień doktora nauk technicznych. Przez okres ten był czynnym członkiem Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, również reprezentując stowarzyszenie na zagranicznych wydarzeniach branżowych. Od 2014 roku pełni rolę Członka Rady Programowo – Przemysłowej Wydziału Elektrycznego Zachodniopomorskiego Uniwersytetu Technologicznego.

Konferencja w Ministerstwie Energii

KONFERENCJA W MINISTERSTWIE ENERGII

„Współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE” – pod takim właśnie hasłem przeprowadzono 28 listopada 2018 roku w Warszawie debatę nad raportem opracowanym przez Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych oraz PSEW. W debacie na której obecni byli między innymi wiceminister energii Grzegorz Tobiszowski, wiceminister energii Tomasz Dąbrowski i przewodniczący parlamentarnego zespołu ds. morskiej energetyki wiatrowej Zbigniew Gryglas uczestniczyli także prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej Janusz Gajowiecki, prezes Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych Remigiusz Nowakowski oraz przedstawiciele spółek energetycznych i instytutów badawczych.



W trakcie konferencji podkreślano, że połączenie wielkoskalowego OZE i energetyki konwencjonalnej to najrozsądniejsze rozwiązanie w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski i obecnej sytuacji energetycznej naszego kraju. Takie wnioski płyną z raportu „Współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE” przygotowanego przez DISE we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej.

Zapewnienie stabilności generacji energii z różnych źródeł jest kluczowym elementem dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Sukcesywnie będą wygaszane stare bloki węglowe, do 2035 r. z eksploatacji zostaną wycofane bloki o łącznej mocy blisko 20,5 GW, a nowsze nie będą już funkcjonowały na dotychczasowych zasadach. Zmiana struktury pracy w systemie elektroenergetycznym i to OZE będą zajmowały pierwsze miejsce w jego podstawie. Jednakże nasz rynek mocy będzie w stanie pozwoli utrzymać moce konwencjonalne o charakterze źródeł regulacyjnych, których praca w systemie pozwoli wspierać dalszy rozwój OZE. Rozważenia wymaga kwestia czy energetyka węglowa powinna być przebudowana w oparciu o kilka dużych jednostek wytwórczych, czy o rozproszone małe jednostki wytwórcze, w tym jednostki kogeneracyjne.



Powstające nowe bloki energetyczne nie będą jednak w stanie pokryć rosnącego zapotrzebowania energetycznego, będą w stanie pokryć jedynie 20% potrzeb mocy w kraju.

Ponadto rosnące koszty eksploatacyjne elektrowni węglowych związane z rosnącymi kosztami paliwa, a także uprawnieniami do emisji CO₂ sprawiają, że uzależnienie w 80% od jednego rodzaju paliwa jest wysoce ryzykowne i stawia na szali bezpieczeństwo energetyczne kraju. Nie możemy przez to planować polskiej polityki energetycznej w oderwaniu od trendów globalnych czyli przede wszystkim: zmiany oczekiwań ludzi względem czystości powietrza, rewolucję technologiczną w segmencie OZE, a także rozwój nowych technologii jak np. magazynowanie energii na dużą skalę.



Alternatywą wydaje się być więc energetyka odnawialna, która jest w stanie zaoferować tańszą energię, głównie wiatrową i słoneczną. Koszty tych technologii spadają bowiem najszybciej ze względu na olbrzymi przyrost mocy na całym świecie. Przyrost mocy energetyki wiatrowej (jak i całego sektora OZE) wpłynie na zmianę charakteru węglowych jednostek wytwórczych na regulacyjny, co wydłuży okres eksploatacji złóż kopalnych.

Konkludując, transformacja energetyczna powinna uwzględniać: bezpieczeństwo energetyczne, konkurencyjność gospodarki, zrównoważony rozwój i efektywność. A to wszystko z uwzględnieniem istotnych czynników: stale zwiększającej się elektryfikacji transportu, ciepłownictwa i innych segmentów. Oznacza to, że uzależnienie od energii elektrycznej będzie rosło, czyli priorytet stabilności jej wytworzenia i dostarczenia będzie jeszcze wyższy niż do tej pory.



