WĘGIEL+WIATR

OZE I ŹRÓDŁA KONWENCJONALNE
DLA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

2022

POLSKIE STOWARZYSZENIE
ENERGETYKI WIATROWEJ

SPIS TREŚCI

SŁOWO WSTĘPNE 5

SŁOWO WSTĘPNE 7

WSTĘP 8

1. TURBINY WIATROWE SĄ CORAZ BARDZIEJ WYDAJNE 11

2. MODELOWANIE BILANSOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZY WSPARCIU BLOKÓW 200+ PRZY ZNACZĄCYM UDZIALE GENERACJI Z OZE 19

3. NOWE ŻYCIE DLA STARYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH 26

4. EKONOMIKA PRACY BLOKÓW 200 MW W KSE W HORYZONCIE LAT 2023–2035: ANALIZA „MISSING MONEY” 42

5. NOWY SYSTEM WSPARCIA DLA WĘGLA 47

PODSUMOWANIE 55

CASY STUDY: TAURON, FAMUR, RAFAKO, ECOL 57

„Wysokosprawne bloki węglowe moga wspierać rozwój OZE"

Ogień i powietrze – dwa potężne żywioły. Żywioły, które dzięki technologii człowiek okiełznał i których energię wykorzystuje do zasilania urządzeń, oświetlenia, produkcji ciepła. Udało się ujarzmić niszczycielską moc tych żywiołów i przekuć ją w energię zapewniającą ludziom bezpieczeństwo, komfort i możliwość rozwoju.

To z jednej strony spalane paliwa kopalne w Polsce, głównie węgiel, z drugiej siła wiatru napędzająca potężne turbiny farm wiatrowych. Energetyka konwencjonalna i źródła odnawialne.

Bardzo często uważa się, że energetyka węglowa i źródła odnawialne są wobec siebie konkurencją. Najwyższy czas zmienić to myślenie. Uczciwie spojrzeć na mocne i słabe strony tych źródeł i w efektywny sposób je wykorzystać

Energia z wiatraków jest bezemisyjna, ale zależna od pogody. Energia z węgla zaś jest stabilna, ale wiąże się z emisją dwutlenku węgla. Razem te źródła energii niwelują swoje słabości.

Obecny kryzys obnażył słabość systemu energetycznego Unii Europejskiej. W tym trudnym czasie, w obliczu niedoborów energii, musimy odrzucić irracjonalną, napędzaną jedynie ideologią dekarbonizację i zrozumieć, że niskoemisyjne, wysokosprawne bloki węglowe, nie stoją naprzeciw można pogodzić ze źródłami odnawialnymi, ale mogą nawet wspierać ich rozwój.

Właśnie to pokazuje niniejszy raport. Wskazuje, że równomierny rozwój energetyki węglowej i odnawialnej to budowanie filarów stabilnego i bezpiecznego systemu energetycznego. To pewne dostawy energii dla gospodarstw domowych i przemysłu, to tworzenie miejsc pracy i stymulowanie gospodarki do rozwoju.

Grzegorz Tobiszowski
Poseł do Parlamentu Europejskiego, EKR

„Wiatr i węgiel się nie wykluczają"

Obserwując narastający kryzys energetyczny, rosnące ceny energii i obawy, czy uda się sprowadzić do kraju wystarczającą ilość węglowodorów, jestem przekonany, że rozwiązaniem sytuacji jest rozwój odnawialnych źródeł energii, do których mamy nieograniczony dostęp. Każda kolejna turbina wiatrowa, każda kolejna zainstalowana farma fotowoltaiczna zmniejszają naszą zależność od importu i – co więcej – sprawiają, że kapitał inwestowany jest w kraju.

Rola energetyki wiatrowej w polskim miksie energetycznym z roku na rok rośnie. Dziś eksperci podkreślają, 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 pokazują, że te dwie technologie w procesie transformacji mogą się znakomicie uzupełniać.

Energia z wiatru na lądzie już nie raz udowodniła, że stanowi solidne wsparcie dla energii konwencjonalnej. W trakcie wietrznych dni w 2022 r. udział OZE w polskim systemie przekraczał 50 proc. – to duża oszczędność węgla i gazu, które dziś są na wagę złota.

Źródła konwencjonalne będą w najbliższej przyszłości gwarantem bezpieczeństwa i stabilności systemu energetycznego. Jednak żeby odpowiedzieć na zapotrzebowanie na energię elektryczną, Polska potrzebuje zarówno węgla, jak i energii z OZE. Polski wiatr może stanowić najlepsze uzupełnienie konwencjonalnych źródeł wytwórczych. Dlatego dziś kluczowe jest, aby stopniowe odchodzenie od węgla przebiegało w taki sposób, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii.

Zanim magazyny energii zaczną na szeroką skalę stabilizować pracę źródeł zależnych od pogody, musimy do bilansowania OZE wykorzystać moce, którymi dysponujemy w kraju. Program Narodowego Centrum Badań i Rozwoju „Bloki 200+. Innowacyjna metoda zmiany reżimu pracy bloków energetycznych klasy 200 MWe+" pokazał, że popularne dwusetki po przeprowadzeniu odpowiedniej modernizacji są w stanie pracować elastycznie i współpracować z farmami wiatrowymi w celu zapewnienia bezpiecznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Ten asset mamy w kraju i musimy z niego skorzystać. W obecnej sytuacji przy olbrzymiej skali podwyżek cen surowca trudno prognozować, czy gaz na masową skalę będzie wykorzystywany w elektroenergetyce. Do czasu pojawienia się w naszym systemie mocy z bloków jądrowych musimy wydłużyć pracę bloków o mocy 200 MW. Musimy również zwiększać nie tylko ilość mocy zainstalowanej, ale przede wszystkim dostarczać tanią i zeroemisyjną energię. A to są nam w stanie zapewnić turbiny wiatrowe.

W proces transformacji energetycznej musimy zaangażować zarówno firmy zagraniczne mające know-how w tym zakresie, jak i krajowe przedsiębiorstwa, które dostrzegły, że rewolucja energetyczna jest szansą na nowy rozdział w ich działalności.

W niniejszym raporcie przedstawiamy, że łącząc technologie wiatrowe z węglowymi, jesteśmy w stanie nie tylko zwiększać bezpieczeństwo energetyczne, ale i obniżać ceny coraz bardziej drożejącej energii.

Janusz Gajowiecki
Prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej

WSTĘP

„Energetyka wiatrowa nie tylko „rozcieńczy" wysokie ceny energii, ale również obniży krajowe zapotrzebowanie na węglowodory z importu."

Rosyjska agresja na Ukrainę spowodowała nie tylko szok w Europie, ale wywarła duży wpływ na sytuację gospodarczą kontynentu, poczynając od węglowodorów, poprzez rynek energii, a na żywności kończąc. Unia Europejska zdała sobie sprawę, że bezpieczeństwo energetyczne trzeba budować na nowo w oparciu o inne surowce niż dotychczas, stąd inicjatywa REPowerEU, stawiająca na rozwój źródeł OZE i zwiększanie efektywności energetycznej. O ile ropa naftowa może być w prosty sposób zastąpiona z kierunku rosyjskiego na surowiec pochodzący z każdego innego zakątka świata, o tyle w przypadku gazu ziemnego pojawił się problem. Nie dość, że cena błękitnego paliwa drastycznie wzrosła, to wielkoskalowy transport gazu między kontynentami nie jest już taki prosty, szczególnie dla krajów, które nie posiadają infrastruktury do odbioru LNG. Poza tym 150 mld metrów sześciennych gazu, które rocznie Gazprom tłoczył siecią rurociągów do krajów UE, nie jest tak prosto przetłoczyć z innych kierunków, gdyż na rynku nie ma aż tyle wolnego surowca z innych kierunków, a dodatkowo gaz spoza Europy może dotrzeć do UE głównie jako gaz skroplony. Z uwagi na ograniczoną podaż statków transportujących surowiec w takiej formie oraz przepustowość terminali LNG jest problem z drastycznym zwiększeniem dostaw gazu na kontynent.

Kryzys energetyczny i tocząca się wojna w Ukrainie sprawiły, że energia z wiatru i słońca zaczęła być określana mianem energii wolności. Tych surowców naturalnych nie ograniczy żaden dyktator czy reżim, nie trzeba ich sprowadzać z odległych krajów statkami czy rurociągami i płacić za nie miliony dolarów dyktatorom. W Polsce energetyka wiatrowa na lądzie powinna zostać jak najszybciej odblokowana, by z jednej strony „rozcieńczyć" wysokie ceny energii ze źródeł konwencjonalnych, a z drugiej strony, by obniżyć krajowe zapotrzebowanie na węglowodory z importu oraz zwiększyć moce dostępne w systemie elektroenergetycznym.

W niniejszym opracowaniu przedstawiamy koncepcję budowy systemu wspierającego bilansowanie lądowej energetyki wiatrowej opartego na jednostkach węglowych o mocy 200 MW dostosowanych do pracy szczytowej i podszczytowej. Z przeprowadzonego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, Tauron, Enea, Rafako, Polimex Mostostal i Pro Novum pilotażu wynika, że bloki węglowe o mocy 200 MW po przeprowadzeniu niezbędnych modernizacji są w stanie pracować dużo bardziej elastycznie, niż to pierwotnie

zakładano, i w zależności od aktualnych potrzeb bilansowania systemu. Mogą też świetnie współpracować z źródłami zależnymi od pogody, takimi jak farmy wiatrowe na lądzie lub morzu.

W kolejnych rozdziałach przedstawiamy opis koncepcji pracy bloków węglowych klasy 200+, a także analizę Krajowego Systemu Energetycznego oraz modelowanie bilansowania systemu elektroenergetycznego przy wsparciu bloków 200+ i znaczącym udziale OZE. Opisujemy również możliwy mechanizm wsparcia dla tych jednostek z uwagi na to, że po 2025 r. kończy się tzw. rynek mocy dla jednostek przekraczających emisyjność 550 g CO2 na kWh, czyli właśnie bloków o mocy 200 MW, których obecnie jest ponad 40 w systemie. Bez względu na to, czy i kiedy powstanie Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego, która miałaby skupiać węglowe aktywa wytwórcze spółek energetycznych, potrzebne jest szybkie i sprawne uruchomienie prac modernizacji bloków klasy 200 MW i dostosowanie ich do pracy przy uwzględnieniu dużej generacji wiatrowej oraz zapewnienie systemu wsparcia dla funkcjonowania tych jednostek w KSE, bo bez nich czeka nas jeszcze większa luka generacyjna.

Obecny kryzys energetyczny wymaga od nas nowego podejścia do problematyki sektora elektroenergetycznego. Przy drastycznie rosnących cenach surowców energetycznych warto postawić na źródła dostępne bez ograniczeń, które zapewniają tanią i czystą energię elektryczną. Ponadto, skoro przed laty poniesiono nakłady inwestycyjne na bloki węglowe, przy relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych możemy dostosować ich pracę do nowych warunków i wydłużyć żywotność o kolejną dekadę, zapewniając systemowi stabilne dostawy energii po przewidywalnych cenach. To decydenci powinni podjąć szybkie decyzje w tej sprawie: po pierwsze, odblokować możliwość budowy turbin wiatrowych na lądzie, po drugie, zapewnić finansowanie dla dostosowania bloków 200 MW do elastycznej pracy w nowych warunkach i po trzecie, zapewnić finansowanie ich pracy. Należy przy tym mieć na uwadze, że bloki te powinny pracować jedynie do momentu, kiedy będą niezbędne do zbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Vestas

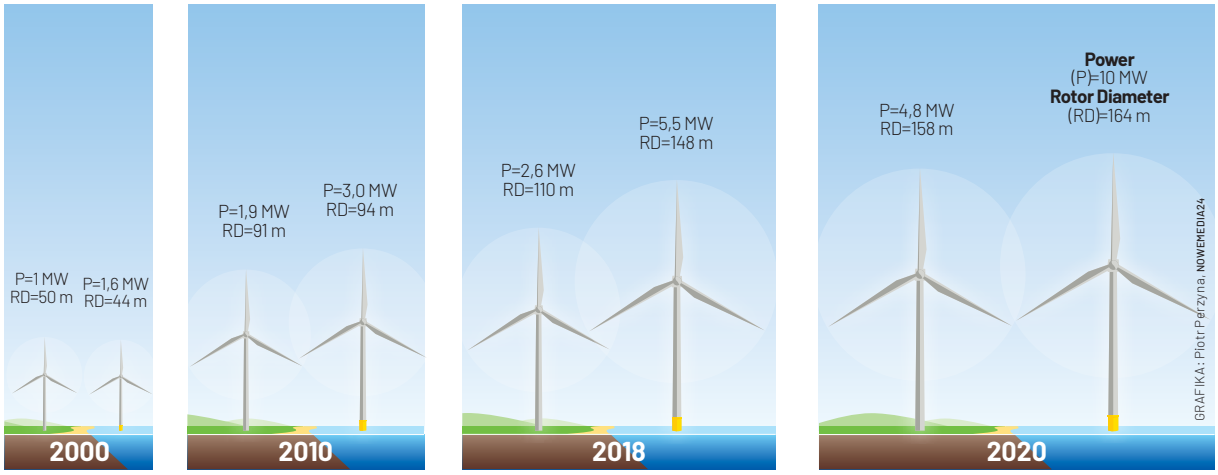
1. TURBINY WIATROWE SĄ CORAZ BARDZIEJ WYDAJNE

W ostatnim dziesięcioleciu nastąpił znaczący rozwój technologii onshore i offshore wind.

Postęp ten odpowiada wprost za zmniejszenie kosztów produkcji energii z wiatru. Tendencja ta sprawia, że wykorzystanie energii wiatru w ciągu kilku najbliższych lat będzie znacznie bardziej opłacalne niż korzystanie z konwencjonalnych źródeł energii. Należy zwrócić uwagę, że dynamicznie rozwijająca się technologia OZE powoduje, że wzrasta moc elektrowni wiatrowych oraz wielkość urządzeń. Dzięki temu farmy można budować na obszarach, które wcześniej nie były brane pod uwagę.

Rozwój technologii w lądowej energetyce wiatrowej to przede wszystkim zwiększenie wydajności turbin wiatrowych. Nieco ponad 10 lat temu moc pojedynczej lądowej elektrowni wynosiła maksymalnie 2 MW. Aktualnie na lądzie wdrażane są turbiny o mocy ponad 5 MW, a firmy w dalszym ciągu pracują nad jej zwiększeniem. Dużo większą wydajność posiadają obiekty wiatrowe przeznaczone do instalacji na morzu. Tam średnia moc wynosi obecnie 12 MW, zaś w 2035 r. przewiduje się, że wyniesie ona 17 MW.

RYS. 1 **ROZWÓJ TURBIN WIATROWYCH ONSHORE I OFFSHORE W OKRESIE OD 2000 DO 2020 ROKU.**

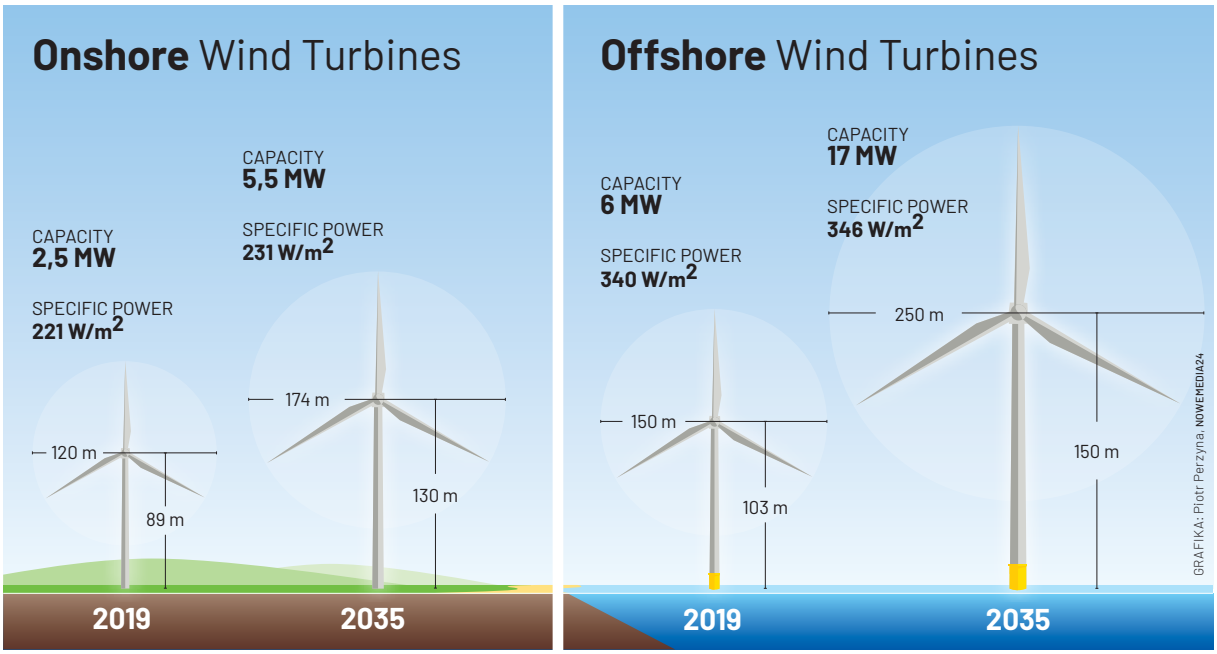


Źródło danych: Jin S., Zheng S., Greaves D. 2022. On the scalability of wave energy converters. Ocean Engineering 243, 110212

1 Jin S., Zheng S., Greaves D. 2022. *On the scalability of wave energy converters*. Ocean Engineering 243, 110212.

2 Wiser R., Rand J., Seel J., Beiter P., Baker E., Lantz E., Gilman P. 2021. *Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050*. Nature Energy 6(5), str. 555–565.

RYS. 2 **PRZEWIDYWANA WIELKOŚĆ TURBIN W 2035 ROKU DLA LĄDOWEJ I MORSKIEJ ENERGETYKI WIATROWEJ, W PORÓWNANIU Z MEDIANAMI Z 2019 ROKU.**

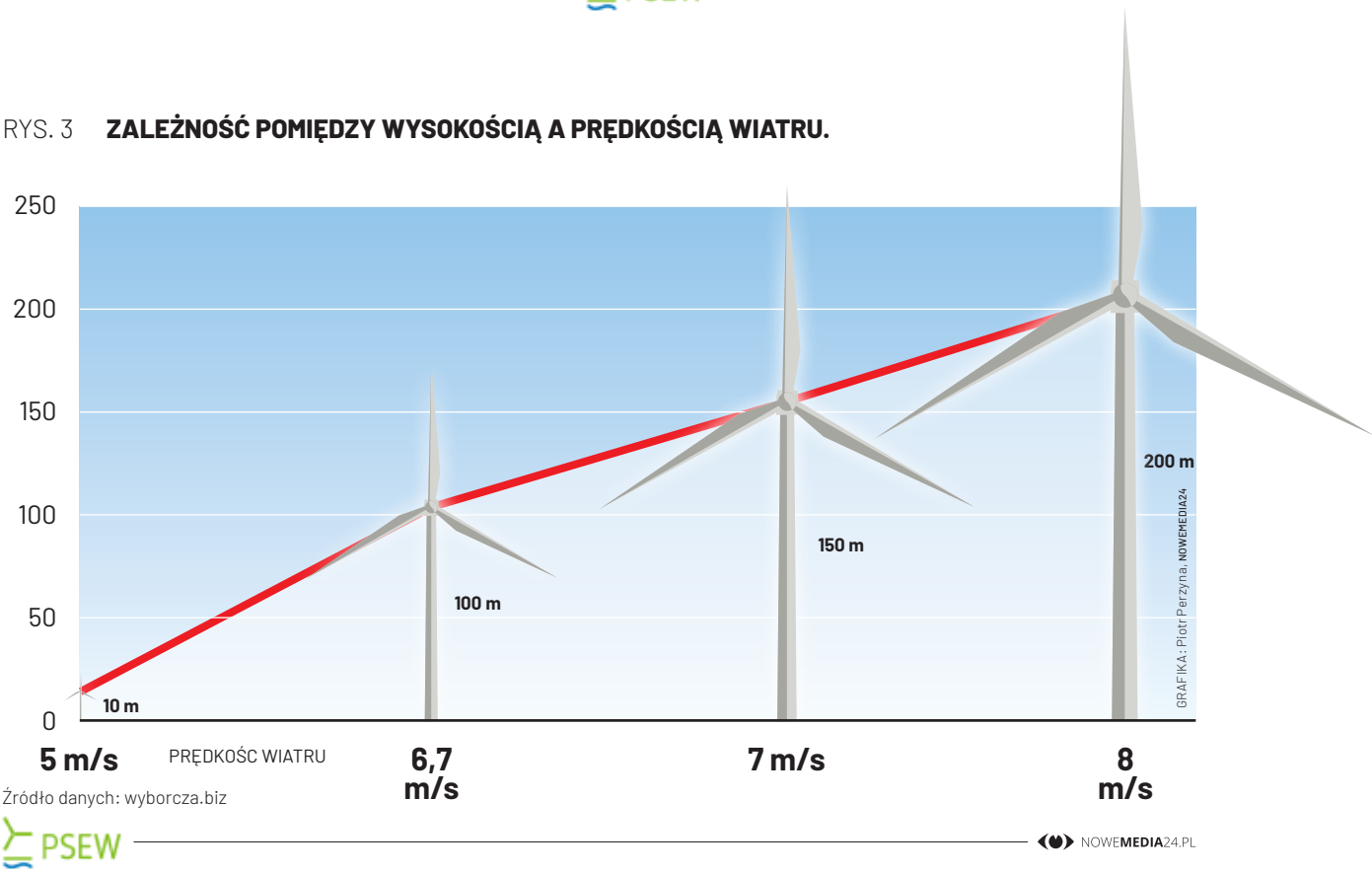


Źródło danych: Wiser R., Rand J., Seel J., Beiter P., Baker E., Lantz E., Gilman P. 2021. Expert elicitation survey predicts 37% to 49% declines in wind energy costs by 2050. Nature Energy 6(5), str. 555-565.

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Jeszcze do niedawna badanie wietrzności stanowiło jeden z najważniejszych elementów procesu inwestycyjnego, od którego wyników zależy atrakcyjność projektów lądowych. Aktualnie, dzięki rozwojowi technologii wiatrowych możliwa jest realizacja inwestycji także w tych regionach kraju, które charakteryzują się niższą wietrznością. Turbiny wiatrowe zaczynają produkować energię przy średniej prędkości 4–5 m/s. Na wysokości ponad 100 m prędkość wiatru wynosi od niemal 7 do 8 m/s w zależności od obszaru.

RYS. 3 **ZALEŻNOŚĆ POMIĘDZY WYSOKOŚCIĄ A PRĘDKOŚCIĄ WIATRU.**



Tradycyjne turbiny wiatrowe, tj. o poziomej osi obrotu, posiadają sprawność na poziomie do 75 proc.[4]. Jednak w 2009 r. sprawność elektrowni wiatrowej wynosiła od 23,7 proc. do 47,4 proc.[5], zatem postęp w tym aspekcie jest znaczący. Sprawność z kolei przedkłada się wprost na produkcję energii, co zwiększa udział energii wiatru w miksie energetycznym. Warto przy tym podkreślić, że praca turbin wiatrowych jest uzależniona od warunków meteorologicznych. Z tego też względu ważny jest szybki rozwój morskich farm wiatrowych. W rejonie Morza Bałtyckiego panują bowiem bardziej przewidywalne warunki wietrzne niż na lądzie. To oznacza, że morskie wiatraki mogą produkować dużo więcej energii niż lądowe i gwarantować stabilniejsze dostawy.

Turbiny wiatrowe mają również zdolność „porozumiewania się między sobą". Ta specjalna technologia komunikacji wymaga bezprzewodowych połączeń oraz oprogramowania. Dzięki nim jedna turbina wie dokładnie, w jaki aktualnie sposób pracują inne, i jak powinna je naśladować, aby zwiększyć swoją wydajność.

Jednak jednym z najważniejszych elementów, których nie można pominąć, omawiając tematykę rozwoju technologii, jest kwestia poddania turbin wiatrowych pełnemu recyklingowi.

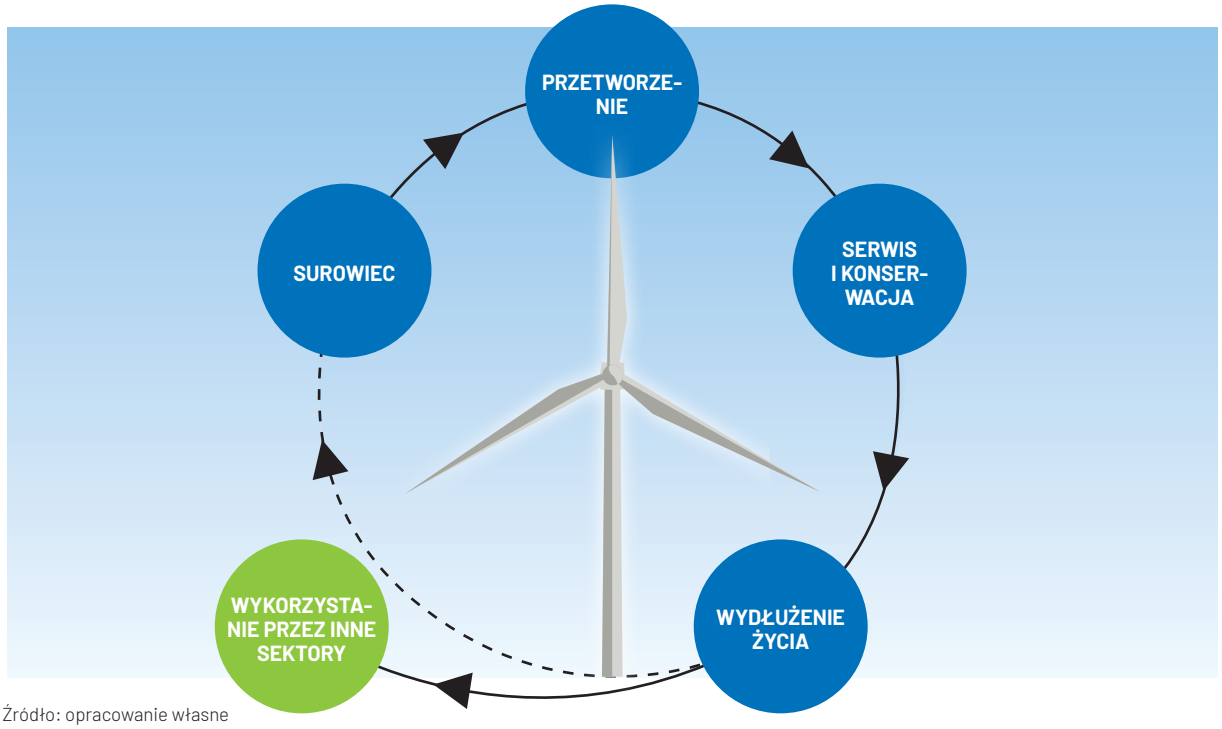
Typowa turbina wiatrowa składa się z fundamentu, wieży, gondoli z przekładnią, generatora i układów sterowania oraz łopat wirnika. Fundamenty wieży zbudowane są z betonu i stali. Ze stali również wykonana jest sama wieża. Elementy gondoli wykonane są ze stali, miedzi i krzemionki. Od 80 do 90 proc. instalacji może zostać poddanych recyklingowi. Pozostałe 10–20 proc. to kluczowy obecnie problem w utylizacji materiałów użytych do budowy turbin wiatrowych. Łopaty wirnika stanowią największe wyzwanie. Są one zbudowane z materiałów kompozytowych. Zaletą takich materiałów jest możliwość konstruowania z nich lżejszych i dłuższych łopat, co zwiększa efektywność pozyskiwania energii z wiatru. Jednak złożony charakter

3 https://wyborcza.biz/
4 http://generatory-wiatrowe.pl/rozwiazania/warto-wiedziec/
5 http://www.praze.pl/UserFiles/File/Pakiety/5/5.5/wiatraki.pdf

kompozytów wymaga bardziej skomplikowanych procesów recyklingu. W ostatnim czasie powstały już jednak technologie umożliwiające 100-procentowe przetworzenie oraz ponowne wykorzystanie i są obecnie wdrażane. Takim postępem mogą się szczycić tylko nieliczne branże.

Należy dodać, że branża wiatrowa jest zaangażowana w zrównoważoną gospodarkę odpadami. W tym podejściu w pierwszej kolejności dochodzi do wydłużania „życia turbiny" poprzez jej właściwe serwisowanie i konserwację podczas całego okresu eksploatacji. Co ważne, dziś turbiny są produkowane na znacznie dłuższy czas funkcjonowania niż kiedyś. Przeciętny okres eksploatacji elektrowni wiatrowej wynosi obecnie nawet 25–30 lat. Po zakończeniu okresu eksploatacji w pierwszej kolejności szuka się ścieżek zagospodarowania zużytych części do innych celów, jak również przetworzenia i odzysku materiałów w nich zastosowanych.

RYS. 4 **SCHEMAT ZAGOSPODAROWANIA ZUŻYTYCH CZĘŚCI TURBIN WIATROWYCH**



Źródło: opracowanie własne

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Wraz z rozwojem technologii w energetyce wiatrowej coraz większą uwagę skierowano na ograniczenie oddziaływania farm wiatrowych na środowisko naturalne, w tym na ptaki. Aktualnie dostępne są innowacyjne systemy monitoringu, które można zainstalować zarówno na istniejących, jak i na planowanych turbinach. To system detektorów umieszczonych na turbinach wiatrowych, które rozpoznają ptaki, badając przy tym kierunek, prędkość oraz wysokość ich przelotu. Jest on w stanie w ciągu dwóch sekund wykryć zbliżające się do turbiny ptaki, a następnie samoczynnie wybrać adekwatne działanie minimalizujące ryzyko kolizji. Istnieją tutaj trzy możliwości: wydanie ostrzegawczego sygnału świetlnego, dźwiękowego lub automatyczne zatrzymanie turbiny.

Branża wiatrowa w najbliższych kilku latach stanie przed wyzwaniem wdrożenia tzw. procesu repoweringu turbin wiatrowych. Polega ono na zastępowaniu starych turbin wiatrowych nowymi, o większej sprawności i mocy. Dzięki temu stało się możliwe lepsze wykorzystywanie dostępnych lokalizacji, a także zwiększenie

mocy zainstalowanej, przy jednoczesnej redukcji liczby turbin. Nowe turbiny wyposażone są w przekształtniki energoelektroniczne, umożliwiające w większym stopniu upodobnienie się zachowania takich elektrowni wiatrowych w stanach awaryjnych sieci do zachowania elektrowni konwencjonalnych, przez co nie następuje zbyt szybkie odłączenie elektrowni od systemu przy wahaniach napięcia sieciowego. Nowe urządzenia posiadają większą moc znamionową, wyższą sprawność, niższe koszty eksploatacyjne oraz spełniają w większym stopniu wymagania stawiane konwencjonalnym źródłom energii dotyczące przyłączenia do sieci elektroenergetycznej[6].

RYS. 5 **SYSTEM AUTOMATYCZNEGO MONITORINGU I OCHRONY PTAKÓW**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Rozwój technologii wiatrowych to także stworzenie systemów ułatwiających prowadzenie okresowych oględzin stanu wewnętrznego i zewnętrznego obiektu. W tym celu wykorzystuje się popularne ostatnio drony. Ich zastosowanie zapewnia zarówno bezpieczeństwo, jak i samo skrócenie czasu inspekcji, nawet czterokrotnie. To oczywiście tyczy się inspekcji zewnętrznej. Jeśli chodzi zaś o inspekcję wewnętrzną, to wykorzystuje się tutaj „metodę emisji akustycznej"[8], która opiera się na pomiarach dźwięków i drgań generowanych przez poszczególny materiał.

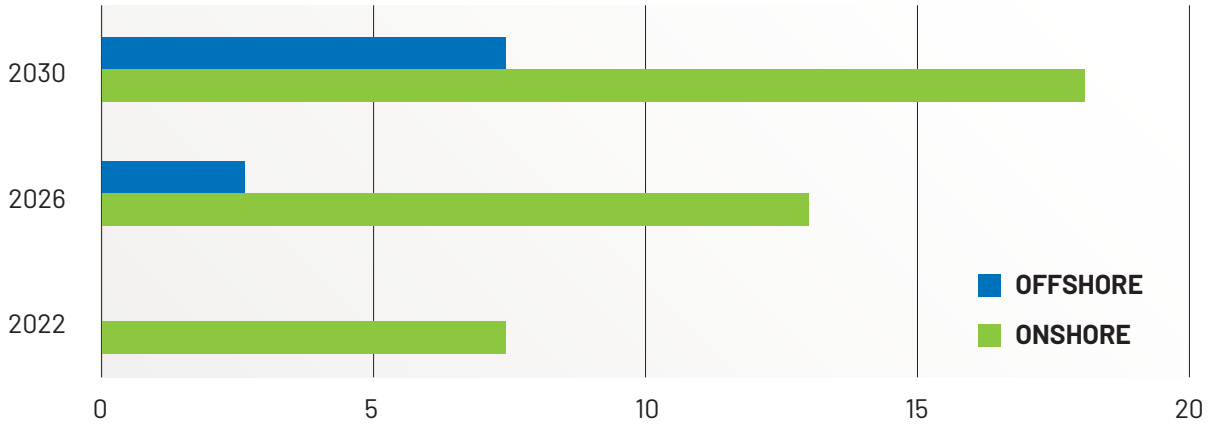
Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadziła zasadę odległościową „10H" ograniczającą lokalizację elektrowni wiatrowych. Jednakże jej planowana nowelizacja, tj. liberalizacja zasady 10H, może odblokować potencjał lądowej energetyki wiatrowej na terenie całego kraju.

6 CIGRE Brochure 450, Grid Integration of Wind Generation, ISBN 9782858731398, CIGRE 2011.
7 https://bioseco.com/
8 https://www.udt.gov.pl/

W perspektywie europejskich planów względem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, Polska posiada ogromny potencjał offshore, wynikający m.in. z dobrych warunków naturalnych, jakie panują na Morzu Bałtyckim. Przypuszcza się, że do 2030 r. łączna moc elektrowni wiatrowych wyniesie ok. 25,5 GW (ok. 18 GW – onshore[9]; ok. 7,5 GW – offshore[10]).

Co ważne, w ciągu najbliższych czterech lat przewiduje się znaczący wzrost ilości energii produkowanej rocznie przez elektrownie wiatrowe. Na koniec 2022 r. ma ona wynieść ok. 16 TWh (onshore), zaś w 2026 r. ok. 47 TWh (36 TWh – onshore; 11 TWh – offshore). Z kolei w dłuższej perspektywie do 2050 r. prognozowana ilość produkowanej energii rocznie ma wynieść ok. 90 TWh dla lądowych farm wiatrowych oraz ok. 100 TWh dla morskich (z wyłączeniem scenariusza neutralności z niższym potencjałem rozwoju morskich farm wiatrowych)[11].

WYK. 3 **PROGNOZA ŁĄCZNEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ [GW] NA KONIEC 2022 R. WRAZ Z PERSPEKTYWĄ NA 2026 I 2030 R.**



Źródło: opracowanie PSEW na postawie: *Energetyka wiatrowa na lądzie. Założenia reformy i propozycja ustawy*, United Nations Global Compact Network, https://ungc.org.pl/strefa-wiedzy/energetyka-wiatrowa-ladzie-zalozeniareformy-propozycja-ustawy/, wrzesień 2020, str. 71, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku* oraz danych własnych.

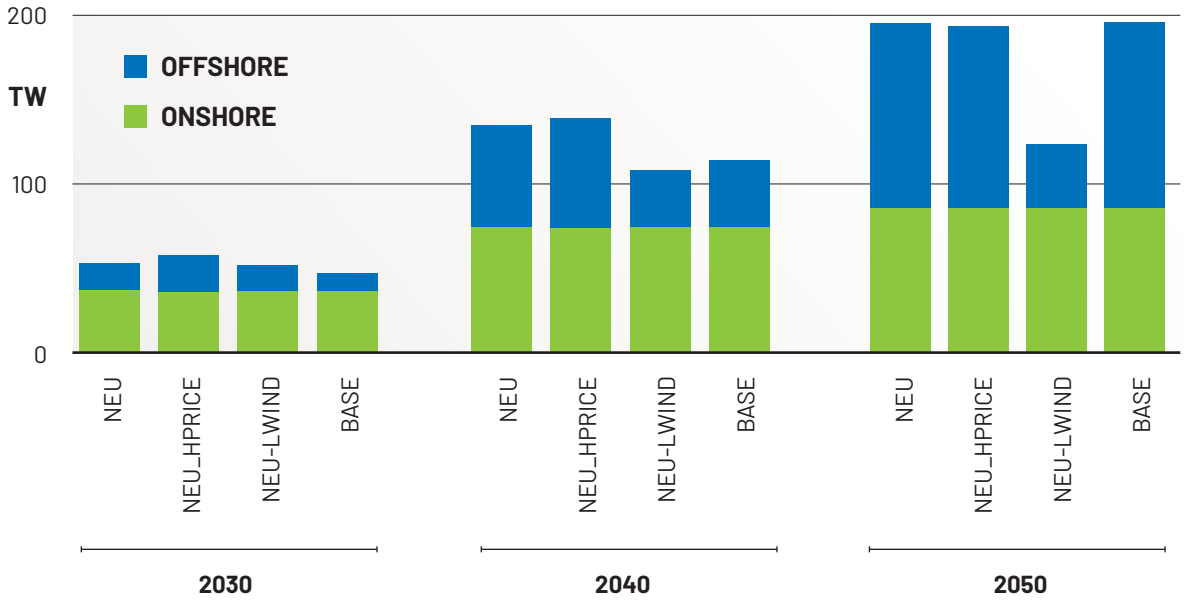
PSEW NOWEMEDIA24.PL

9 *Energetyka wiatrowa na lądzie. Założenia reformy i propozycja ustawy*, United Nations Global Compact Network, https://ungc.org.pl/strefa-wiedzy/energetyka-wiatrowa-ladzie-zalozeniareformy-propozycja-ustawy/, wrzesień 2020, str. 71.

10 Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku.

11 Tatarewicz I., Lewarski M., Skwierz S., Pyrka M., Boratyński J., Jeszke R., Witajewski-Baltvilks J., Sekuła M., 2022, Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

WYK. 2 **PROGNOZOWANA PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ [TWH] W POLSCE W LATACH 2030-2050 DLA RÓŻNYCH SCENARIUSZY.**



Legenda:

NEU - scenariusz neutralności - zakładający 90% redukcji emisji w 2050 r. vs. 1990 r. i zerowy poiom emisji netto z uwzględnieniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa,

NEU_HPRICE - scenariusz neutralności z wysokimi cenami paliw kopalnych - zakładający te same cele redukcyjne i potencjały technologii energetycznych, które zostały zawarte w scenariuszu NEU, ale bazujący na wyższych projekcjach cen,

NEU-LWIND - scenariusz neutralności z niższym potencjałem rozwoju morskich frm watrowych - zakładający niższy od przyjętego w scenariuszu NEU potencjał w zakresie budowy elektrowni wiatrowych na morzu, ale zakładający te same cele redukcyjne co w scenairuszu NEU,

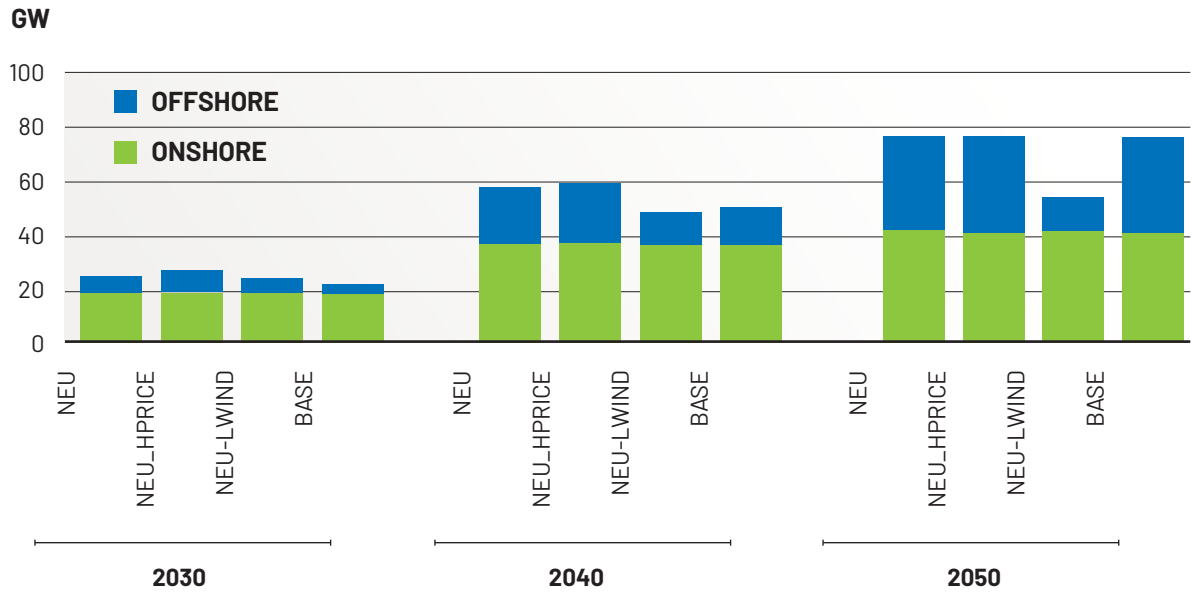
BASE - scenariusz odniesienia zakładający 60% redukcji emisji w 2050 r. bw. 1190 r. z wyłączeniem sektora użytkowania gruntów i lesnictwa.

Źródło: opracowanie PSEW na podstawie: Tatarewicz I., Lewarski M., Skwierz S., Pyrka M., Boratyński J., Jeszke R., Witajewski-Baltvilks J., Sekuła M., 2022, *Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.* Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Postępująca w najbliższych latach dekarbonizacja polskiego sektora elektroenergetycznego, w perspektywie 2050 r., prowadzić będzie do jego kompletnego przemodelowania. Całkowitej zmianie ulegnie struktura mocy i produkcji energii elektrycznej. Dominującymi technologiami staną się odnawialne źródła energii, w tym elektrownie wiatrowe. Ważnym założeniem, które warunkuje przyrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych, jest złagodzenie ograniczeń w zakresie lokalizacji tych obiektów[11]. Z kolei dla rozwoju morskich farm wiatrowych istotnym założeniem jest odpowiedni rozwój infrastruktury sieciowej, umożliwiającej wyprowadzenie mocy. Podążając za danymi przedstawionymi

WYK. 3 **PROGNOZOWANA MOC ZAINSTALOWANA NETTO [GW] W ENERGETYCE WIATROWEJ W POLSCE W LATACH 2030-2050 DLA RÓŻNYCH SCENARIUSZY.**



Źródło: opracowanie PSEW na podstawie: Tatarewicz I., Lewarski M., Skwierz S., Pyrka M., Boratyński J., Jeszke R., Witajewski-Baltvilks J., Sekuła M., 2022, *Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.* Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

PSEW NOWEMEDIA24.PL

w opracowaniu Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050, z których wynika, że w dłuższej perspektywie do 2050 r., moc zainstalowana dla farm wiatrowych na lądzie wyniesie ok. 35 GW, zaś na morzu ok. 20 GW w scenariuszu neutralności i ok. 35 GW onshore oraz ok. 10 GW offshore w scenariuszu neutralności z niższym potencjałem rozwoju morskich farm wiatrowych. Szczegółowe zestawienie prognozowanych mocy zainstalowanych w latach 2030–2050 dla różnych scenariuszy przedstawiono na Wyk. 3.

2. MODELOWANIE BILANSOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO PRZY WSPARCIU BLOKÓW 200+ PRZY ZNACZĄCYM UDZIALE GENERACJI Z OZE

Podstawą do sformułowania wymagań w zakresie bilansowania zapotrzebowania na moc w polskim systemie elektroenergetycznym w latach 2026–2035 jest analiza rocznego zapotrzebowania na energię, na podstawie której możliwe jest stworzenie modelu zmian obciążenia z rozdzielczością jednej godziny.

Przyjmując uproszczone założenie, że kształt krzywej zapotrzebowania na moc w przyszłości nie ulegnie zasadniczym zmianom (w rzeczywistości zmiany takie są spodziewane, ale ich modelowanie jest osobnym problemem badawczym), w tabeli poniżej przedstawiono charakterystyczne parametry opisujące przebiegi zapotrzebowania dla lat 2026, 2030 oraz 2035. Uzyskano je za pomocą zabiegu obliczeniowego określonego jako skalowanie zastosowanego do rocznego przebiegu zapotrzebowania na moc z roku 2020.

TAB.1 **ZESTAWIENIE CHARAKTERYSTYCZNYCH DANYCH PROGNOSTYCZNYCH DOTYCZĄCYCH ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ I MOC W POLSKIM SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM**

Analizowany rok	Generacja energii [TWh/r]	Moc szczytowa [MW]	Czas użytkowania mocy szczytowej [h/r]
2026	192	30 800	6230
2030	205	32 900	6230
2035	210	33 700	6230

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Należy podkreślić, że szereg ośrodków publikuje swoje prognozy w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (m.in. Instrat, Forum Energii, McKinsey, Instytut Jagielloński, DISE) a także gokumentów administracji rządowej: PEP 2040, PSE S.A., KPEiK. Wzrost zapotrzebowania wskazany w Tabeli 1 w stosunku do poziomu obecnego można określić jako umiarkowanie dynamiczny, uwzględniający rozwój elektromobilności oraz transformację ciepłownictwa w kierunku pomp ciepła.

PROGNOZOWANA GENERACJA Z OZE W POLSCE W LATACH 2026–2030–2035

Podobnie jak w przypadku globalnego zapotrzebowania na moc i energię różne ośrodki prognozują różne wartości mocy zainstalowanych w instalacjach energetyki odnawialnej, wyróżniając trzy grupy technologiczne, których generacja zależy od czynników pogodowych – fotowoltaikę, energetykę wiatrową na lądzie oraz energetykę wiatrową na morzu. Uzyskanie dla tych instalacji rocznych przebiegów możliwości generacji mocy wymaga opracowania techniki modelowania ich pracy. Należy także przyjąć do wiadomości, że modelowaniu podlega określony rok, a przebiegi dla innych lat mogą się od niego różnić z uwagi na inne uwarunkowania pogodowe. W przedstawionych rozważaniach przyjęto warunki atmosferyczne dla roku 2020 i posłużono się nimi w celu odwzorowania parametrów pracy OZE w latach 2026, 2030 oraz 2035. W przypadku generacji fotowoltaicznej przyjętą wartość mocy zainstalowanej rozłożono równomiernie na 160 punktów zlokalizowanych na terenie Polski. Dla każdego punktu uwzględniono rzeczywiste warunki nasłonecznienia i zachmurzenia oraz typowy sposób ustawienia paneli, wg danych zidentyfikowanych za pomocą specjalistycznego oprogramowania, dla każdej godziny roku 2020. Dla lądowych farm wiatrowych skorzystano z zapisów godzinowych udostępnianych przez PSE S.A. dla mocy zainstalowanej z roku 2020 (ok. 6000 MW) i przeskalowano je dla wartości prognozowanych. Dla morskich farm wiatrowych zidentyfikowano dla dziesięciu punktów na terenie przewidywanej lokalizacji MFW roczne zmiany prędkości i kierunku wiatru na Bałtyku i także odniesiono je do wartości mocy zainstalowanej planowanych farm.

W tabelach poniżej pokazano charakterystyczne parametry generacji OZE w latach objętych prognozą.

TAB. 2 **ZESTAWIENIE CHARAKTERYSTYCZNYCH DANYCH PROGNOSTYCZNYCH DOTYCZĄCYCH GENERACJI W INSTALACJACH FOTOWOLTAICZNYCH PRZYŁĄCZONYCH DO POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Analizowany rok	Moc zainstalowana PV [MW]	Generacja energii [TWh/r]	Czas użytkowania mocy zainstalowanej [h/r]
2026	17 000	19	1090
2030	20 000	22	1090
2035	25 000	27	1090

PSEW NOWEMEDIA24.PL

TAB. 3 **ZESTAWIENIE CHARAKTERYSTYCZNYCH DANYCH PROGNOSTYCZNYCH DOTYCZĄCYCH GENERACJI W LĄDOWYCH FARMACH WIATROWYCH PRZYŁĄCZONYCH DO POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Analizowany rok	Moc zainstalowana LFW [MW]	Generacja energii [TWh/r]	Czas użytkowania mocy zainstalowanej [h/r]
2026	13 000	36	2800
2030	18 000	50	2800
2035	25 000	70	2800

PSEW NOWEMEDIA24.PL

TAB.4 **ZESTAWIENIE CHARAKTERYSTYCZNYCH DANYCH PROGNOSTYCZNYCH DOTYCZĄCYCH GENERACJI W MORSKICH FARMACH WIATROWYCH PRZYŁĄCZONYCH DO POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO**

Analizowany rok	Moc zainstalowana MFW [MW]	Generacja energii [TWh/r]	Czas użytkowania mocy zainstalowanej [h/r]
2026	2 600	12	4600
2030	7 500	34	4600
2035	17 200	79	4600

PSEW NOWEMEDIA24.PL

MOC WYMAGANA DO ZBILANSOWANIA KSE W LATACH 2026–2030–2035

Uwzględniając opisane w p. 1 roczne przebiegi zapotrzebowania na moc oraz przyjmując prognozowaną w p. 2 generację z OZE, można określić moc, jaka pozostaje do zbilansowania za pomocą cieplnej energetyki konwencjonalnej (JWCD i nJWCD), elektrowni wodnych, biogazowni oraz magazynów energii. Wartości te zestawiono w tabeli, wynika z niej bardzo duże zapotrzebowanie na moc bilansującą, przy równoczesnym zmniejszaniu udziału jednostek bilansujących w rocznym zapotrzebowaniu na energię.

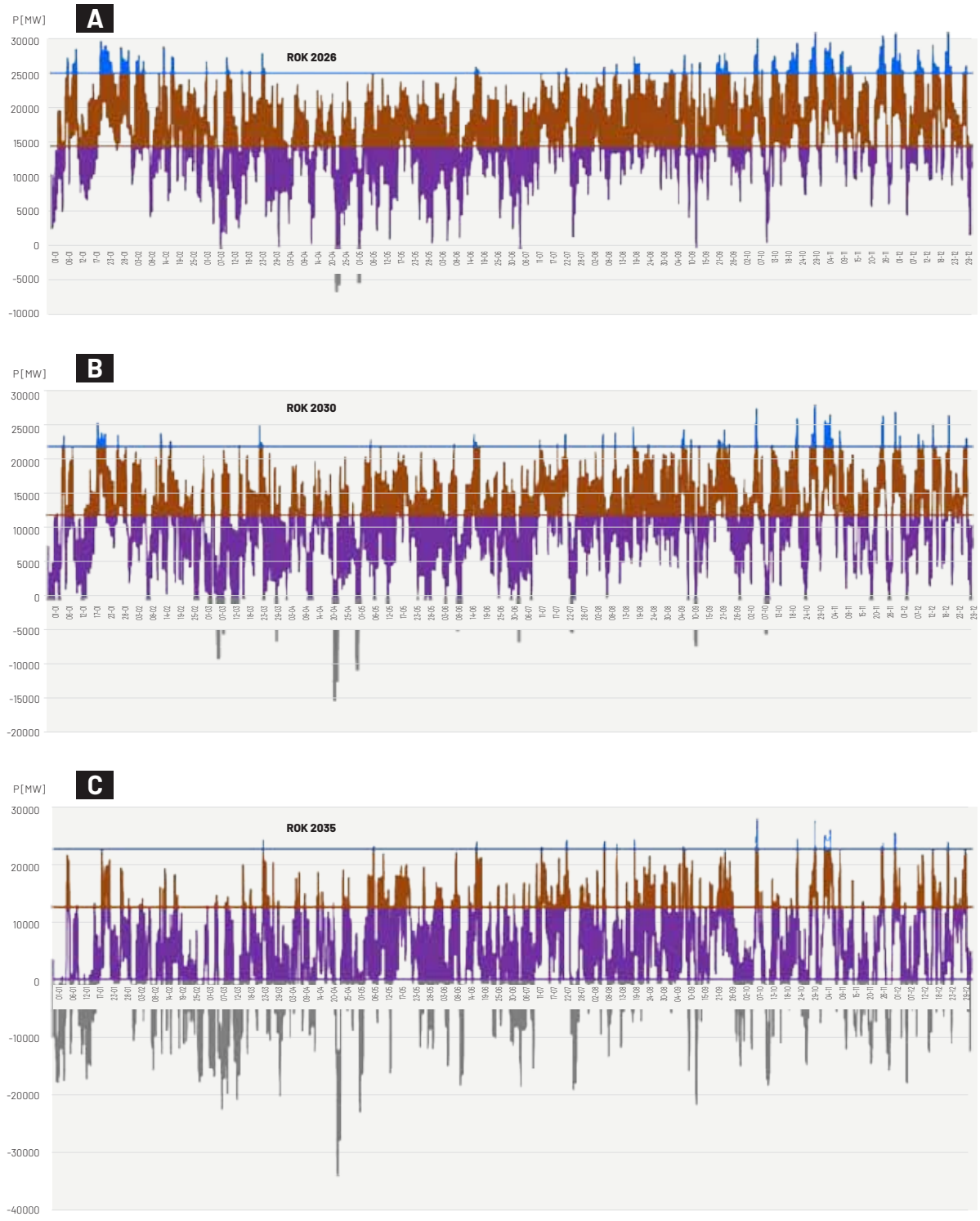
TAB. 5 **PARAMETRY ROCZNEGO PRZEBIEGU MOCY WYMAGANEJ DO ZBILANSOWANIA W KSE PO UWZGLĘDNIENIU ZAPOTRZEBOWANIA ORAZ GENERACJI OZE**

Analizowany rok	Moc maksymalna [MW]	Generacja energii [TWh/r]	Udział w rocznym zapotrzebowaniu na energię [%]
2026	26 800	125	65
2030	27 900	99	48
2035	27 500	51	24

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Zestawienie tabelaryczne jest jednak zbyt skondensowaną formą prezentacji zmienności i specyfiki zapotrzebowania na moc, która powinna być wprowadzana do systemu po uwzględnieniu generacji OZE. Dlatego też zapotrzebowanie to pokazano na rysunkach – zarówno w formie odpowiadającej zmienności rocznej, jak też w formie wykresów uporządkowanych. Na Rys. 1 pokazano zmienność wymaganej mocy bilansującej z podziałem na trzy warstwy – szczytową, podszczytową i podstawową (odpowiednio kolor niebieski, brązowy i fioletowy). Jak można zauważyć, warstwa szczytowa (o wartości 5000 MW) pojawia się tylko w nielicznych godzinach roku, które z upływem lat znacząco maleją. Pokrycie zapotrzebowania w tak rozumianej warstwie szczytowej wymagać będzie wykorzystania magazynów energii, techniki DSM oraz importu. Warstwa podszczytowa o szerokości 9000 MW jest niezbędna, szczególnie dla roku 2026. Czas wykorzystania mocy o takiej wartości wynosi dla tego roku ponad 1600 h i jest typowy dla jednostek o charakterze pracy tylko w niektórych okresach doby i roku. Planowane pierwotnie do tego celu jednostki gazowe mogą zostać zastąpione przez jednostki węglowe dostosowane do pracy interwencyjnej dzięki odpowiednim zabiegom modernizacyjnym.

RYS. 1 **ROCZNY PRZEBIEG MOCY NIEZBĘDNEJ DO ZBILANSOWANIA KSE PRZY STRUKTURZE OZE JAK W P.2 Z PODZIAŁEM NA WARSTWY: SZCZYTOWĄ (5000 MW, POKRYCIE – IMPORT, DSM, MAGAZYNY, JEDNOSTKI GAZOWE), PODSZCZYTOWĄ PRZEZNACZONĄ DLA ZMODERNIZOWANYCH BLOKÓW 200 MW LUB JEDNOSTEK GAZOWYCH PRACUJĄCYCH W REŻIMIE INTERWENCYJNYM (MOC 9000 MW) ORAZ PODSTAWOWĄ (GENERACJA WYMUSZONA, BLOKI NADKRYTYCZNE);** A) ROK 2026 B) ROK 2030 C) ROK 2035



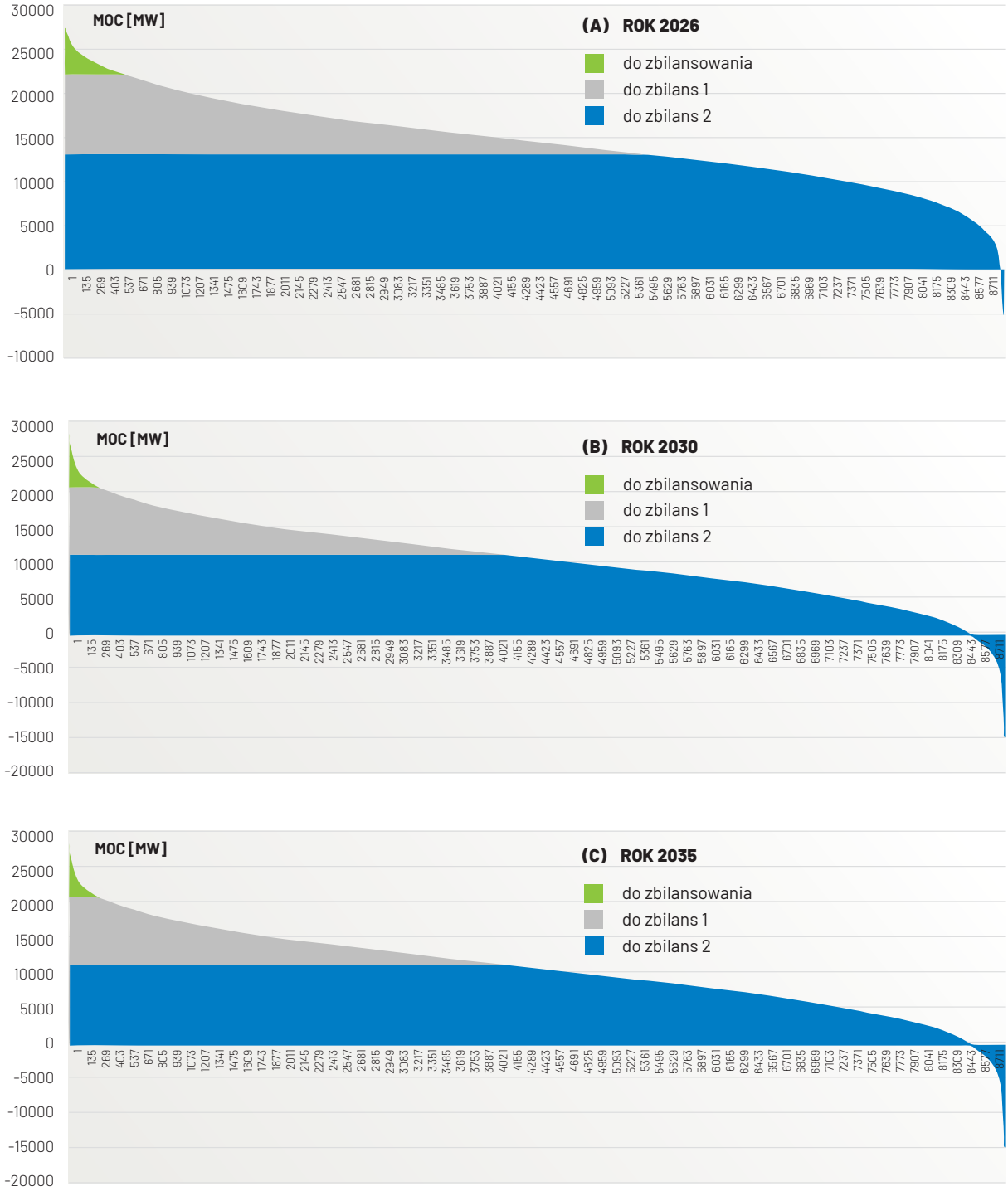
TAB. 6 **CHARAKTERYSTYCZNE PARAMETRY GENERACJI MOCY WYMAGANE DLA WARSTWY PODSZCZYTOWEJ NIEZBĘDNEJ DO ZBILANSOWANIA ZAPOTRZEBOWANIA W KSE**

Analizowany rok	Szerokość warstwy [MW]	Generacja energii [TWh/r]	Czas użytkowania mocy maksymalnej warstwy [h/r]
2026	9 000	23,4	1670
2030	10 000	17,7	1100
2035	10 000	5,7	380

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Te same przebiegi uwidocznione na Rys.1 pokazano na Rys. 2 w formie uporządkowanej. Jak można zauważyć, znaczący wzrost mocy zainstalowanej w OZE przewidywany w roku 2035 istotnie zmienia kształt wykresu w stosunku do roku 2026.

RYS. 2 **ROCZNY UPORZĄDKOWANY PRZEBIEG MOCY NIEZBĘDNEJ DO ZBILANSOWANIA KSE LATACH 2026 (A), 2030 (B), 2035 (C) Z PODZIAŁEM NA WARSTWY – SZCZYTOWĄ, PODSZCZYTOWĄ ORAZ PODSTAWOWĄ; WIDOCZNE UTRZYMANIE STAŁEJ WARTOŚCI MOCY DLA WARSTWY PODSTAWOWEJ PRZEZ ISTOTNA CZĘŚĆ ROKU (SZCZEGÓLNIE W ROKU 2026) ORAZ ZMIENNOŚĆ WARTOŚCI MOCY GENEROWANEJ WIDOCZNA DLA WARSTWY PODSZCZYTOWEJ I SZCZYTOWEJ; DLA ROKU 2035 (C) WIDOCZNE NADWYŻKI GENERACJI Z OZE**



Charakter przebiegów zmienia się wyraźnie dla roku 2035. Duże wartości mocy generowanej w OZE w wielu przypadkach przekraczają zapotrzebowanie i powodują, że zapotrzebowanie na moc z innych źródeł spada do zera. W rzeczywistości, jeśli moc ma wartość ujemną, powinno nastąpić ograniczenie generacji. Takich przypadków praktycznie nie ma dla roku 2026, a dla roku 2035 bardzo wiele. Widoczne jest znaczenie magazynowania energii, gdyż energia nadmiarowa z OZE (17,5 TWh) może być wykorzystana do pokrycia potrzeb w warstwie podszczytowej, jak też do produkcji wodoru. Tym samym znaczenie jednostek konwencjonalnych przystosowanych do elastycznej pracy podszczytowej, bardzo istotnej dla roku 2026, będzie ulegało stopniowemu zmniejszeniu.

3. NOWE ŻYCIE DLA STARYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH

Modernizacje bloków energetycznych 200 MWe+ będą kluczowym kierunkiem transformacji polskiej energetyki do czasu wdrożenia energetyki jądrowej.

Modernizacje bloków 200+ są konieczne, aby utrzymać te jednostki w gotowości operacyjnej do 2030 r. Jednostki te będą funkcjonować jako jednostki szczytowo-rezerwowe dostosowane do współpracy z OZE. Zostało to potwierdzone w aktualizacji założeń Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r. Dla zapewniania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, bloki 200+ będą wykorzystane dłużej, niż pierwotnie zakładano zgodnie z ich technicznym czasem życia. Będą musiały być zmodernizowane, a okres ich użytkowania wydłużony do momentu zastąpienia przez inne źródła do roku 2040. Konieczne są decyzje w sprawie przeprowadzenia inwestycji mających na celu utrzymanie stabilnych źródeł konwencjonalnych co najmniej do 2030 r. Remonty bieżące nie zagwarantują możliwości pracy w takim reżimie w dobie zwiększania generacji ze źródeł odnawialnych. W planach modernizacyjnych muszą zostać uwzględnione rozwiązania umożliwiające osiągnięcie takich efektów.

Modernizację bloku węglowego można przeprowadzić przy zastosowaniu technologii Rafako wdrożonej w programie NCBiR „Bloki 200+. Innowacyjna metoda zmiany reżimu pracy bloków energetycznych klasy 200 MWe+". Spółka posiada autorską technologię, która została jako pierwsza w Polsce wdrożona dla Grupy Tauron.

Transformacja systemu elektroenergetycznego, polegająca na zwiększaniu ilości generowanej energii ze źródeł odnawialnych, powoduje konieczność dostosowania istniejących elektrowni cieplnych na paliwa stałe do rosnących wymagań sieci elektroenergetycznych. Istniejące jednostki wytwórcze były projektowane według kryteriów, które niekoniecznie mają zastosowanie w obecnych uwarunkowaniach pracy systemu. Wymagania Operatora Sieci Przesyłowych odnośnie do zwiększania elastyczności istniejących bloków narzucają konieczność podjęcia odpowiednich działań w zakresie m.in.: obniżania minimum technicznego, skracania czasów rozruchu, zwiększania szybkości naboru i zrzutu mocy. Oprócz wspomnianych wymagań dochodzą jeszcze wymagania środowiskowe polegające na ograniczaniu emisji zanieczyszczeń, a wynikające z tzw. Konkluzji BAT.

Odejście od węgla jest nieuchronne. Ta droga może, a nawet powinna, prowadzić przez modernizację bloków węglowych, o mocy 200 MW+, popularnie nazywanych „dwusetkami". Będą one mogły pełnić rolę stabilizatora systemu jeszcze przez następnych kilkanaście lat do czasu uruchomienia elektrowni jądrowej. Sprawą otwartą pozostaje to, jaki ma być charakter ich pracy. Czy mają w dalszym ciągu pracować w podstawie, czy jednak powinny zmienić ten reżim i funkcjonować już jako jednostki rezerwowo-szczytowe. To diametralna zmiana, bo wykorzystanie jednostek konwencjonalnych ma kluczowe znaczenie dla rozwoju OZE i zwiększania ich roli w miksie energetycznym. To jest rozwiązanie pragmatyczne, które pozwala zachować dynamikę dekarbonizacji i bezpieczeństwo systemu.

Obecnie „dwusetki" funkcjonują w podstawie systemu. Spośród wszystkich bloków tej klasy funkcjonujących w systemie energetycznym 47 może być branych pod uwagę pod kątem modernizacji bazującej na rozwiązaniach Rafako. Spółka posiada unikalną przewagę technologiczną i rynkową, ponieważ technologia jest w pełni replikacyjna, a jednostki wymagające modernizacji są spółce doskonale znane. Większość kotłów została wyprodukowana właśnie przez to przedsiębiorstwo:

- 26 z 38 bloków na węgiel kamienny jest konstrukcyjnie zbliżonych lub takich samych jak bloku nr 6 w Elektrowni Jaworzno III;

- 34 kotły dla tych bloków zostały wyprodukowana przez Rafako.

Modernizacja tych jednostek jest szczególnie istotna w obecnej sytuacji międzynarodowej, kiedy mamy do czynienia z przewartościowaniem priorytetów w polityce energetycznej. Szereg zdarzeń o charakterze geopolitycznym i biznesowym potwierdza, że upadł paradygmat transformacji energetycznej, która miałaby opierać się w okresie przejściowym na gazie ziemnym.

Technologia 200+ wykazuje potencjał do komercjalizacji na rynkach zagranicznych, w państwach, które opierają system energetycznych na pracy bloków 200+. Zalicza się do nich m.in. Europę Środkowo-Wschodnią oraz Bałkany Zachodnie – Serbię, Macedonię Północną, Kosowo, Bośnię i Hercegowinę. Współpraca międzynarodowa będzie prowadzona przy udziale zagranicznych partnerów technologicznych – Siemens Energy oraz Siemens Energy Global GmbH & Co. KG, Service Controls and Digitalization.

NOWE REGULACJE DLA BLOKÓW 200 MW+

Po 2025 r. skończy się wsparcie dla jednostek węglowych wynikające z rynku mocy. Trzeba się zastanowić, jakie stworzyć warunki, w jaki sposób zmienić otoczenie legislacyjne, aby jednostki konwencjonalne mogły dalej w systemie pracować i aby ekonomika ich funkcjonowania była jak najbardziej korzystna.

Potrzebne są regulacje, które określą zasady funkcjonowania jednostek rezerwowo-szczytowych i premiowania ich za dyspozycyjność na wzór rozwiązań w innych krajach. Brak pewności prawnej rzutuje na decyzje inwestycyjne. Należy podkreślić, że w celu zachęty właścicieli bloków węglowych do modernizacji mającej na celu zwiększenie dynamiki bloków i umożliwienie elastycznej ich pracy, konieczne będzie opracowanie mechanizmów premiowania takich jednostek przez Operatora Sieci Przesyłowej. Oczywiste jest, że korzystanie z częściowo wyeksploatowanych jednostek węglowych ze zwiększonymi gradientami przyrostu mocy czy też skróconymi rozruchami stwarza większe ryzyko awarii, jak również będzie powodowało szybsze zużycie elementów kryterialnych dla „dynamicznych" bloków. W związku z tym dodatkowe środki finansowe, którymi powinny być premiowane „dynamiczne" bloki, powinny skompensować zarówno koszty modernizacji, jak i późniejszych remontów bloków.

Prognozy zapotrzebowania na moc wskazują, że w najbliższych latach może zabraknąć ok. 10 GW w systemie energetycznym. Uzupełnienie tej luki z bloków klasy 200 MWe wydaje się pragmatycznym i ekonomicznie uzasadnionym rozwiązaniem. Nakłady finansowe przeznaczone na modernizacje tzw. „dwusetek" są kilkukrotnie niższe niż w przypadku nowych inwestycji w technologiach gazowych. Inwestycje gazowe wszystkiego nie zbilansują, a udział OZE zwiększa się, co wymaga rezerwowania mocy w stabilnych źródłach.

Rafako przygotowuje model finansowy zmodernizowanego bloku 200+. Te analizy pozwolą sformułować warunki potrzebne do tego, by zapewnić opłacalność operacji bloku 200+. Potrzebne będzie wprowadzenie mechanizmu opłaty za gotowość do produkowania energii „Rynek Mocy Bis" (szczegóły systemu wsparcia dla bloków 200+ opisujemy w rozdziale 5 tego raportu).

DOSTOSOWANIE DO PRACY W REŻIMIE SZCZYTOWO-REZERWOWYM

Technologia opracowana przez konsorcjum Rafako-Rafako Innovation w ramach projektu badawczo-rozwojowego „Program Bloki 200+" zorganizowanego przez NCBiR zwiększa regulacyjność i elastyczność Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych, pozostających w zasobach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, dostosowując je do pracy rezerwowo-szczytowej dzięki:

- skróceniu czasu rozruchu bloku ze stanu zimnego do 5 godzin,
- skróceniu czasu rozruchu bloku ze stanu ciepłego do 2,5 godziny,
- skróceniu czasu rozruchu bloku ze stanu gorącego do 1,5 godziny,
- zwiększeniu gradientu przyrostu mocy bloku do 4 proc. mocy osiągalnej/minutę,
- obniżeniu minimum technicznego bloku do 40 proc. mocy osiągalnej,
- dostarczeniu narzędzi informatycznych i kontrolno-pomiarowych umożliwiających optymalizację ekonomiczną oraz wspomagających obsługę w przypadku eksploatacji bloku z większą elastycznością.

Należy zwrócić uwagę, że bloki węglowe klasy 200 MWe pracujące w Polsce różnią się między sobą, w związku z tym dla każdego indywidualnego przypadku, przed przystąpieniem do modernizacji jednostki, konieczne jest opracowanie studium wykonalności, które określi ograniczenia bloku, jeśli chodzi o zwiększenie jego dynamiki, a także określi możliwości skrócenia czasów rozruchów, obniżenia minimum technicznego czy też zwiększenia gradientów naborów i zrzutów mocy.

W ramach projektu „Program Bloki 200+" wykonawcy mieli do wyboru zadania dodatkowe z grupy tzw. zadań fakultatywnych. W tej grupie znajdowało się siedem zadań dotyczących opracowania technologii związanych z ograniczeniem emisji substancji szkodliwych z elektrowni węglowych oraz jedno zadanie dotyczące poprawy sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Konsorcjum podjęło się realizacji trzech zadań z grupy zadań fakultatywnych:

- wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej (netto) w obszarze niskich obciążeń,
- redukcji emisji rtęci w spalinach w celu spełnienia wymogów BAT,
- redukcji emisji boru w ściekach z instalacji odsiarczania spalin w celu spełnienia wymogów przepisów krajowych.

Wypracowane w drugiej fazie projektu rozwiązania techniczne, zastosowane przez konsorcjum w celu zwiększenia elastyczności i poprawy sprawności bloku energetycznego, polegały głównie na:

- dostarczeniu nowych instalacji technologicznych dla zakresu kotła,
- zmianach w układach sterowania mających na celu zwiększenie dynamiki bloku energetycznego oraz jego poszczególnych urządzeń,
- maksymalnym dopuszczalnym wykorzystaniu dostępnych marginesów naprężeń dla elementów kryterialnych bloku,
- wyeliminowaniu ograniczeń wpływających na możliwości dynamicznej pracy bloku.

W zakresie dostawy nowych instalacji technologicznych dla kotła należy wymienić: instalację recyrkulacji spalin, instalację grzania walczaka za pomocą pary z zewnętrznego źródła, instalację pośredniego bunkrowania pyłu węglowego, instalację nowych palników rozpałkowych.

Jeśli chodzi o zmiany w układach sterowania bloku, to główne zmiany dotyczyły przejścia bloku na prace w trybie ciśnienia poślizgowego, zastosowanie układu dławienia kondensatu oraz automatyzacji sterowania pracą palników rozpałkowych w zależności od dopuszczalnych marginesów naprężeń w elementach kryterialnych kotła.

W ramach realizowanego projektu „Program Bloki 200+" konsorcjum opracowało koncepcję, zaprojektowało, wyprodukowało, zakupiło u poddostawców oraz zamontowało na bloku i uruchomiło szereg instalacji, których zadaniem było umożliwienie elastycznej pracy bloku.

Zaproponowane do zabudowy instalacje i rozwiązania były opiniowane przez właściciela bloku – Tauron Wytwarzanie.

Dla skrócenia czasów rozruchów zastosowano następujące rozwiązania:

- **zabudowa instalacji grzania walczaka/parownika** – umożliwia wstępne nagrzanie walczaka oraz parownika kotła jeszcze przez rozruchem ze stanu zimnego, dzięki czemu kocioł jest utrzymywany w wyższej temperaturze aż do momentu rozpoczęcie rozruchu. Skraca to czas rozruchu bloku o niecałą godzinę. Jako medium grzewcze zastosowano parę pomocniczą dostępną dla bloku. Poniżej pokazano zdjęcie instalacji grzania walczaka/parownika.

RYS. 1. **INSTALACJA GRZANIA WALCZAKA/PAROWNIKA PARĄ Z ZEWNĘTRZNEGO ŹRÓDŁA**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

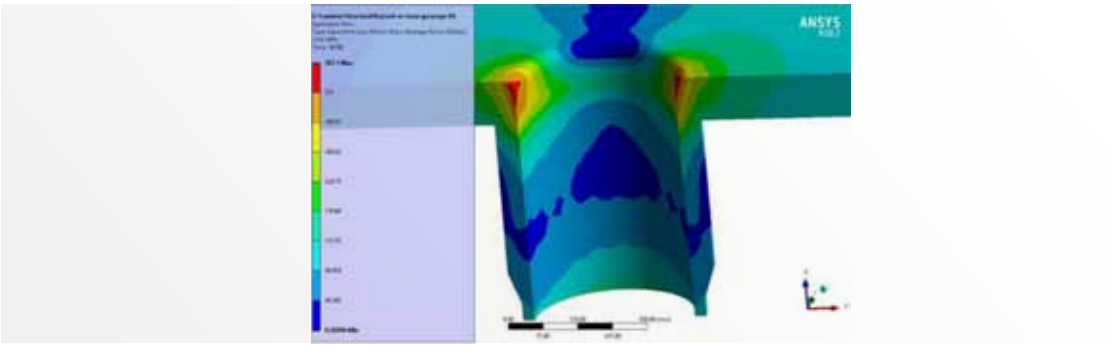
- **Wymiana palników rozpałkowych na nowe** – wymiana palników spalających olej opałowy ciężki poprawiła niezawodność uruchamiania palników podczas rozruchu. Dodatkowo, zmiana lokalizacji niektórych palników oraz zautomatyzowanie pracy palników w zależności od parametrów cieplnych walczaka oraz innych elementów kryterialnych kotła pozwoliło znacznie skrócić fazę nagrzewania kotła podczas rozruchów bloku. Zastosowanie indywidualnej regulacji ilości oleju na poszczególne palniki również przyczyniło się do skrócenia rozruchów.

- **Zmiana sposobu sterowania stacją obejściową R-S** – zmiana w układach sterowania stacją R-S podczas rozruchów spowodowała szybszy nabór parametrów pary przed podaniem na turbinę. Mniejszy stopień otwarcia stacji przyczynił się do zmniejszonego zużycia paliwa rozpałkowego podczas rozruchu.

- **Wymiana elementów grubościennych (trójniki, czwórnik) dla rurociągów łączących kocioł z turbiną** – umożliwia szybsze nagrzewanie rurociągów podczas rozruchów.

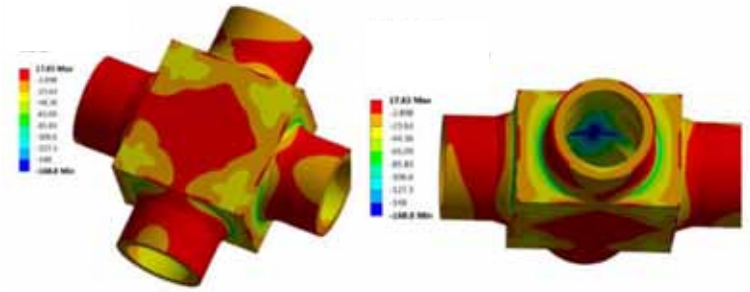
- **Analizy naprężeń dla elementów kryterialnych elementów bloku** – przyczyniły się do skrócenia niektórych faz rozruchu bloku. Poniżej rysunki pokazujące przykładowe wyniki analiz naprężeń.

RYS. 2. **ROZKŁAD NAPRĘŻEŃ PODCZAS NAGRZEWANIA DLA ELEMENTÓW KRYTERIALNYCH BLOKU**



PSEW NOWEMEDIA24.PL

RYS. 3. **MAPY ROZKADÓW PÓL NAPR. GŁÓWNYCH σ_3 W 95 MIN. URUCHOMIENIA CZWÓRNIKA SYSTEMU LBA**



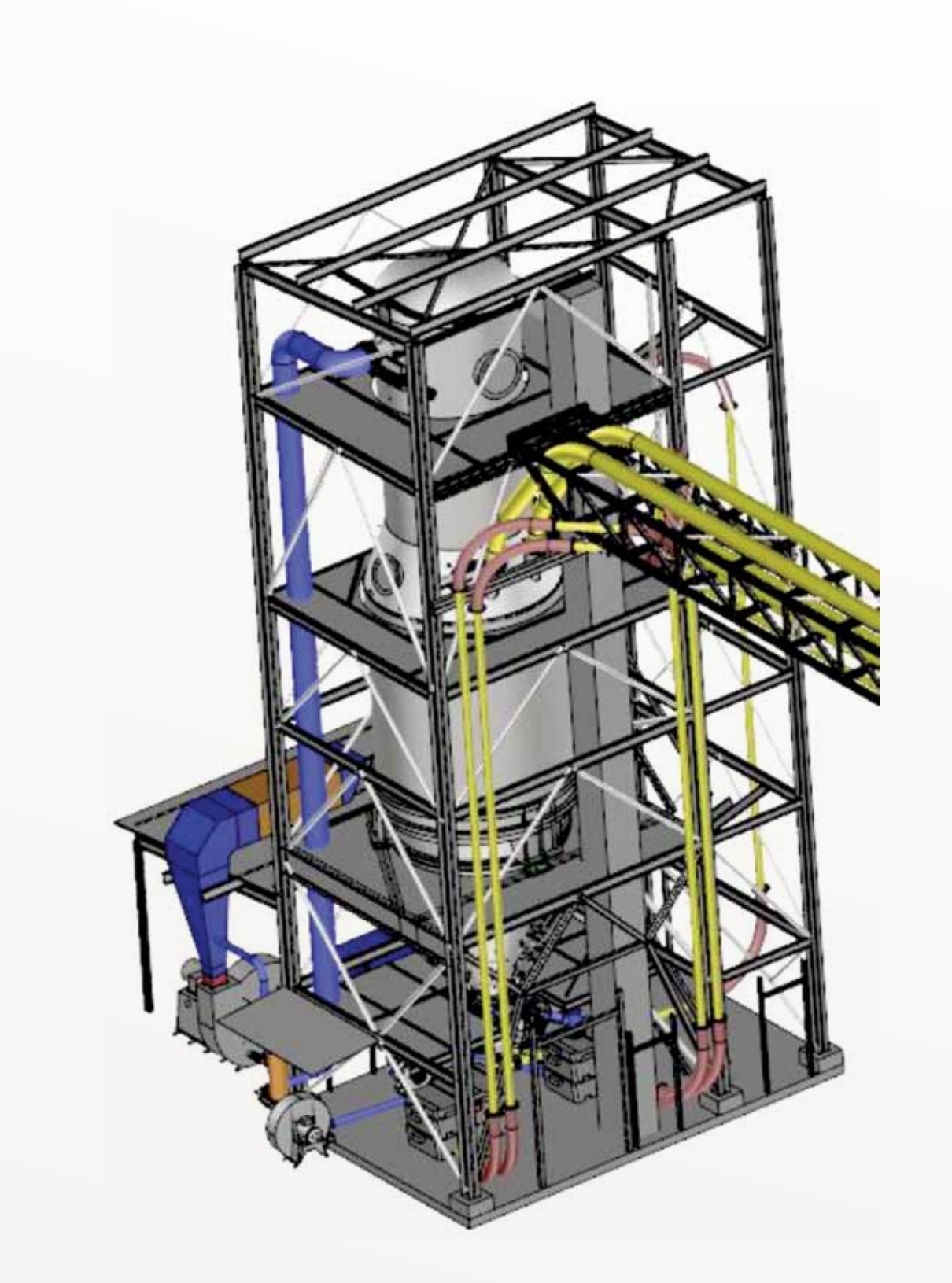
PSEW NOWEMEDIA24.PL

Dla zwiększenia gradientów naboru mocy bloku zastosowano następujące rozwiązania:

- **Modernizacja młynów węglowych** mająca na celu zwiększenie dynamiki – wymieniono odsiewacze młynów, zastosowano automatyczny układ sterowania kierownicami, a także zabudowano pierścień dyszowy z regulowanym przekrojem w rejonie misy młyna.

- **Instalacja pośredniego bunkrowania pyłu węglowego** – zabudowano instalację, w której jest gromadzony suchy pył węglowy pobierany z młynów kotła. Jeżeli konieczne jest szybkie zwiększenie mocy bloku, pył w krótkim czasie jest podawany do kotła**.** Poniżej na rysunku pokazano zbiornik pyłu węglowego wraz z przynależnymi instalacjami.

RYS. 4. **ZBIORNIK PYŁU WĘGLOWEGO INSTALACJI POŚREDNIEGO BUNKROWANIA**



- **Zastosowanie systemu dławienia kondensatu** – dokonano zmian w logikach sterowania instalacji technologicznych maszynowni, polegających na zmniejszeniu przepływu kondensatu przez wymienniki regeneracji niskoprężnej, co dodatkowo przyczyniło się do zwiększenia mocy bloku podczas podjazdów z mocą.

Dla obniżenia minimum technicznego bloku zastosowano następujące rozwiązania:

- **Instalacja recyrkulacji spalin** – zwiększa ilość spalin przepływających przez kocioł podczas pracy z obciążeniem poniżej obecnego minimum technicznego, dzięki czemu utrzymywane są wymagane temperatury pary na wylocie z kotła.

- **Zdmuchiwacze popiołu** – w kotle zabudowano dodatkowe zdmuchiwacze popiołu oczyszczające powierzchnie przegrzewaczy, co poprawia wymianę ciepła w kotle. Dzięki temu poprawia się również sprawność kotła.

- **Zmiana trybu pracy bloku na tzw. „pracę z ciśnieniem poślizgowym" –** dzięki zmianom w logikach sterowania, przy niskich obciążeniach blok pracuje z obniżonym ciśnieniem pary przed turbiną, dzięki czemu uzyskuje się wymaganą temperaturę pary przed turbiną. To rozwiązanie dodatkowo korzystnie wpływa na warunki pracy parownika kotła, a także przyczynia się do poprawy sprawności bloku pracującego z niskimi obciążeniami.

- **Zabudowa czujników przepływu mieszanki paliwo-powietrze do palników oraz napędów elektrycznych na rozdzielaczach pyłoprzewodów –** dzięki zastosowaniu takiego rozwiązania uzyskuje się symetrię spalania w kotle – wyrównanie temperatur spalin po prawej/lewej stronie kotła, dzięki czemu istnieje możliwość pracy z obciążeniami poniżej aktualnego minimum technicznego.

Należy podkreślić, że jednoczesne zastosowanie wszystkich rozwiązań opisanych powyżej daje możliwość pracy bloku z obciążeniem obniżonym do 90 MWe brutto (wartość aktualna minimum technicznego bloku: 140 MWe brutto). Dodatkowo część z tych rozwiązań przyczynia się do poprawy sprawności bloku.

Dla poprawy sprawności bloku podczas pracy z niskimi obciążeniami zastosowano następujące rozwiązania:

- **Zabudowa przetwornic częstotliwości** dla wentylatorów spalin oraz powietrza do kotła – zidentyfikowano, że przy niskich obciążeniach bloku wentylatory pracują z bardzo niskimi sprawnościami. Dzięki zabudowie przetwornic częstotliwości uzyskano znaczącą redukcję zapotrzebowania mocy przez wentylatory, a tym samym wzrost sprawności bloku pracującego z niskim obciążeniem.

- **Zmiana trybu pracy bloku na tzw. „pracę z ciśnieniem poślizgowym"** – zmniejsza zużycie energii przez pompy wody zasilającej ze względu na niższe ciśnienie panujące w układzie kocioł – turbina, co przekłada się na wzrost sprawności bloku.

- **Optymalizacja spalania** – dzięki zastosowaniu rozwiązań w kotle poprawiających jakość spalania uzyskuje się poprawę sprawności kotła przy niskim obciążeniu, a tym samym wzrost sprawności bloku

Dodatkowo w ramach projektu konsorcjum było zobligowane do opracowania **narzędzi informatycznych oraz kontrolno-pomiarowych** umożliwiających optymalizację ekonomiczną oraz wspomagających obsługę w przypadku eksploatacji bloku z większą elastycznością. Dostarczone oprogramowanie określa m.in. rzeczywiste naprężenia w kluczowych elementach turbiny, zagrożenie erozyjne ostatnich stopni turbiny, a także oblicza on-line sprawność bloku oraz jego głównych elementów takich jak kocioł, turbozespół, wentylatory.

RYS. 5. **GRAFIKA Z GŁÓWNYMI PARAMETRAMI SPRAWNOŚCIOWYMI BLOKU**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Na rysunku Rys. 5 przedstawiono przykładową grafikę z układu sterowania przedstawiającą parametry sprawnościowe dla bloku.

W ramach projektu „Program Bloki 200+" konsorcjum podjęło się opracowania technologii dotyczących ograniczenia emisji substancji szkodliwych do środowiska – redukcji emisji rtęci w spalinach oraz redukcji emisji boru w ściekach powstających w instalacji odsiarczania spalin.

RYS. 6. **INSTALACJA MOBILNA DO MIESZANIA I WTRYSKU SORBENTÓW SUCHYCH DO SPALIN W CELU REDUKCJI EMISJI RTĘCI**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

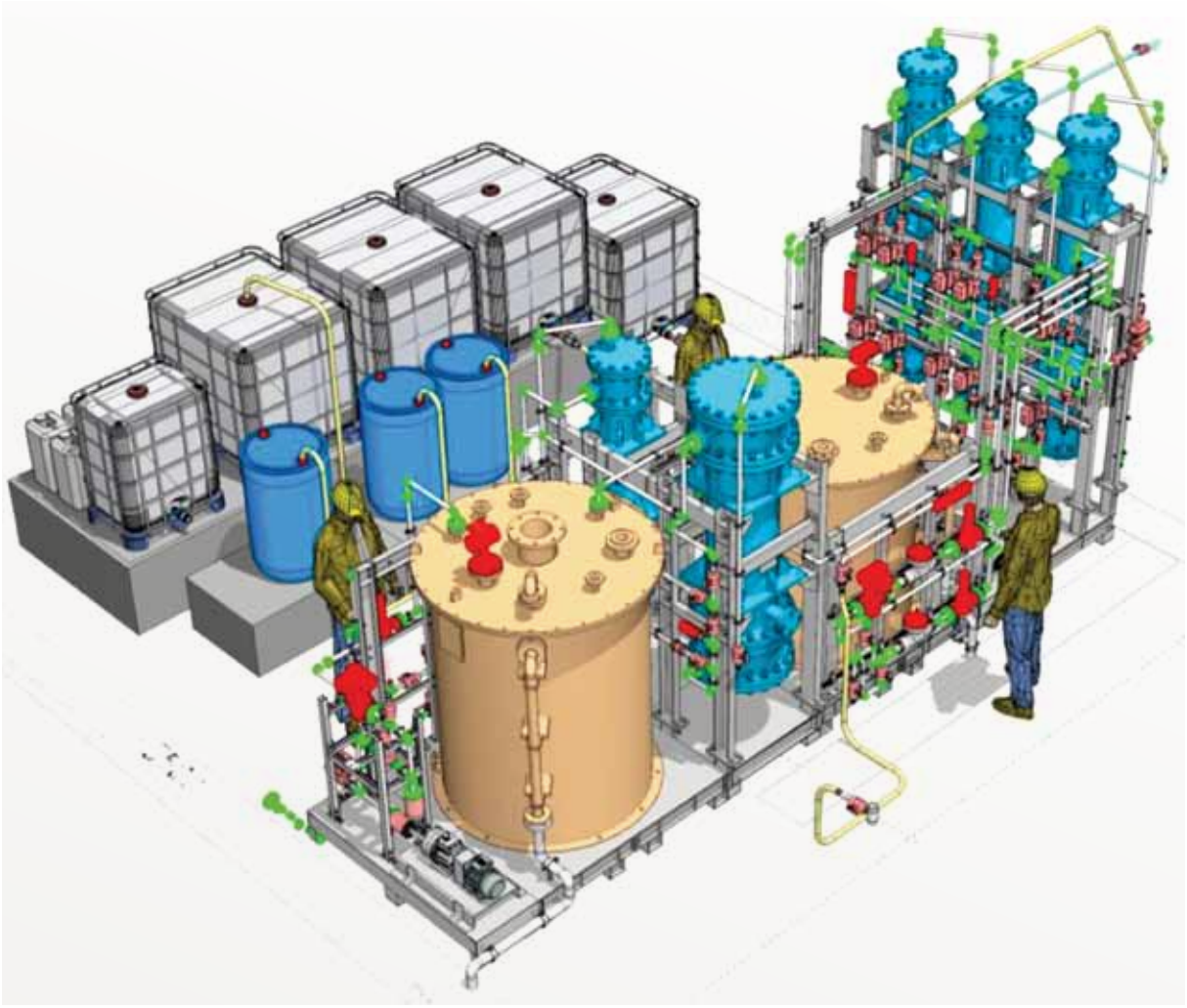
W celu redukcji emisji rtęci w spalinach zastosowano technologię wtrysku węgla aktywnego do spalin oraz dodawania addytywu do reagenta w instalacji odsiarczania spalin w celu uniknięcia reemisji rtęci z absorbera. W ramach projektu zbudowano instalację mobilną w zabudowie kontenerowej pokazaną na Rys. 6.

Dodatkowo opracowana technologia potwierdziła możliwość redukcji składników kwaśnych ze spalin, bazując na sorbentach sodowych oraz wapniowych. Przeprowadzone pomiary odbiorowe potwierdziły wysoką skuteczność redukcji emisji rtęci (na poziomie powyżej 60 proc.) oraz spełnienie wymogów tzw. konkluzji BAT – zakres emisji poniżej 4 µg/m3 USR.

Opracowana technologia redukcji emisji boru w ściekach z instalacji odsiarczania spalin polega na sorpcji zdysocjowanej formy boru w dedykowanej do tego procesu żywicy chelatującej i desorpcji przyłączonych kompleksów tlenowych boru do roztworu roboczego (eluatu). Separacja boru z eluatu następuje poprzez wytrącenie nadtlenoboranów wapnia. Pilotażowa instalacja została zaprojektowana na strumień ścieków 1 m^3/h. Głównymi elementami instalacji są: węzeł zasilania instalacji w ścieki, węzeł filtracji, węzeł sorpcji, węzeł zagospodarowania frakcji z procesu desorpcji oraz węzeł odprowadzenia ścieków z instalacji.

Na Rys. 7 i 8 poniżej pokazano instalację redukcji boru w fazie projektowania (model 3D) oraz zdjęcie instalacji po uruchomieniu.

RYS. 7. **INSTALACJA PILOTAŻOWA DO REDUKCJI EMISJI BORU W ŚCIEKACH Z INSTALACJI ODSIARCZANIA SPALIN – MODEL 3D**



RYS. 8. **INSTALACJA PILOTAŻOWA DO REDUKCJI EMISJI BORU W ŚCIEKACH - WIDOK INSTALACJI PO URUCHOMIENIU.**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Pomiary odbiorowe potwierdziły bardzo wysoką skuteczność redukcji boru – na poziomie 99,94 proc. Na wlocie do instalacji zmierzono emisję boru na poziomie 91,6 mg/l, natomiast na wylocie z instalacji – w ściekach oczyszczonych na poziomie 0,051 mg/l.

Uzyskane efekty w ramach zrealizowanego projektu „Program Bloki 200+"

Formuła projektu przewidywała przeprowadzenie pomiarów bazowych na dedykowanym bloku klasy 200 MWe, podczas których zostały pomierzone podstawowe parametry określające dynamikę bloku, takie jak: czasy rozruchów, minimum techniczne, gradient przyrostu mocy. Dodatkowo zmierzono sprawność bloku w zakresie niskich obciążeń. Po zakończeniu projektu – zabudowie wymaganych instalacji oraz optymalizacji pracy bloku mającej na celu zwiększenie jego dynamiki – powtórnie dokonano pomiarów sprawdzających mających na celu porównanie uzyskanych efektów. Poniżej przedstawiono wykresy pokazujące osiągnięte wyniki w zakresie poprawy elastyczności oraz sprawności bloku.

RYS. 9. **SKRÓCENIE CZASU ROZRUCHU ZE STANU ZIMNEGO – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Czas rozruchu zmierzony podczas pomiarów bazowych (pomiarów I)

Czas rozruchu uzyksany po optymalizacji / potwierdzony pomiarami odbiorowymi (pomiarami II)

7 h 15 min bazowy czas rozruchu ze stanu zimnego

Parametr	Wartość wymagana w projekcie 200+	Skrócenie rozruchu o
Czas rozruchu ze stanu zimnego	5 h	**-3 h 2 min**

4 h 13 min uzyskany czas rozruchu ze stanu zimnego

PSEW NOWEMEDIA24.PL

RYS. 10. **SKRÓCENIE CZASU ROZRUCHU ZE STANU GORĄCEGO – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Czas rozruchu zmierzony podczas pomiarów bazowych (pomiarów I)

Czas rozruchu uzyksany po optymalizacji / potwierdzony pomiarami odbiorowymi (pomiarami II)

3 h 50 min bazowy czas rozruchu ze stanu gorącego

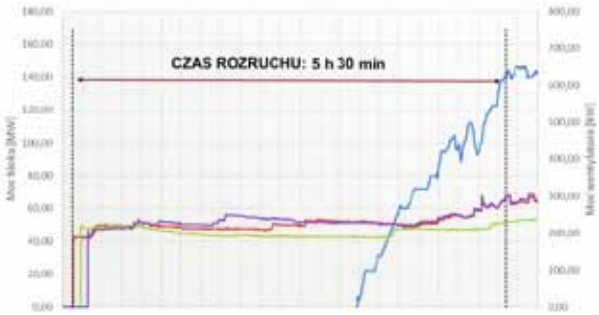
Parametr	Wartość wymagana w projekcie 200+	Skrócenie rozruchu o
Czas rozruchu ze stanu gorącego	1,5 h	**-2 h 7min**

1 h 43 min uzyskany czas rozruchu ze stanu gorącego

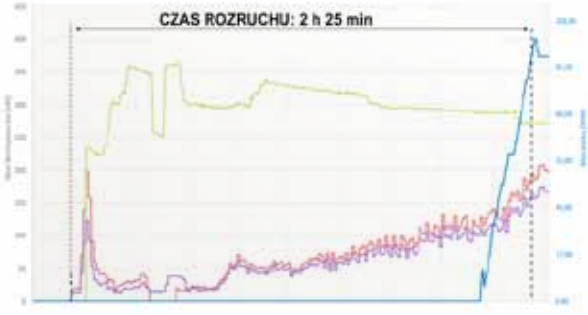
PSEW NOWEMEDIA24.PL

RYS. 11. **SKRÓCENIE CZASU ROZRUCHU ZE STANU CIEPŁEGO – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Czas rozruchu zmierzony podczas pomiarów bazowych (pomiarów I)



Czas rozruchu uzyksany po optymalizacji / potwierdzony pomiarami odbiorowymi (pomiarami II)



5 h 30 min bazowy czas rozruchu ze stanu ciepłego

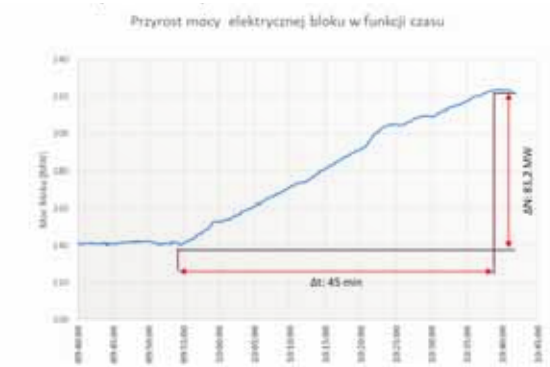
Parametr	Wartość wymagana w projekcie 200+	Skrócenie rozruchu o
Czas rozruchu ze stanu ciepłego	2,5 h	**-3 h 5min**

2 h 25 min uzyskany czas rozruchu ze stanu ciepłego

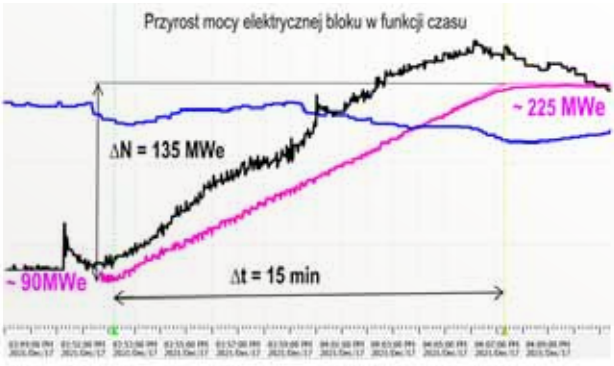
PSEW NOWEMEDIA24.PL

RYS. 12. **ZWIĘKSZENIE GRADIENTU PRZYROSTU MOCY OD NOWEGO MINIMUM TECHNICZNEGO DO MOCY OSIĄGALNEJ – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Gradient przyrostu mocy zmierzony podczas pomiarów bazowych (pomiarów I)



Gradnient przyrostu mocy uzyskany po optymalizacji / potwierdzony pomiarami odbiorowymi (pomiarami II)



1,9 MWe/min bazowy gradnient przyrostu mocy

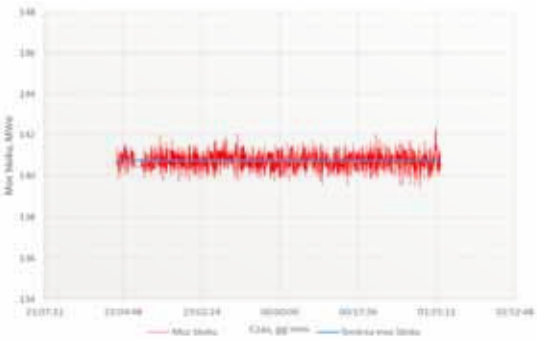
Parametr	Wartość wymagana w projekcie 200+	Wartość uzyskana
Gradient przyrostu mocy	4% mocy osiągalnej MWe/min	**9,2 MWe/min = 4,1% mocy osiągalnej**

9,2 MWe/min uzyskany gradnient przyrostu mocy

PSEW NOWEMEDIA24.PL

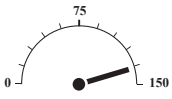
RYS. 13. **OBNIŻENIE MINIMUM TECHNICZNEGO DO 40% MOCY OSIĄGALNEJ – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Minimum techniczne bloku zmierzone podczas pomiarów bazowych (pomiarów I)



Minimum techniczne bloku uzyskane po optymalizacji / potwierdzony pomiarami odbiorowymi (pomiarami II)

140,8 MWe bazowe minimum techniczne bloku



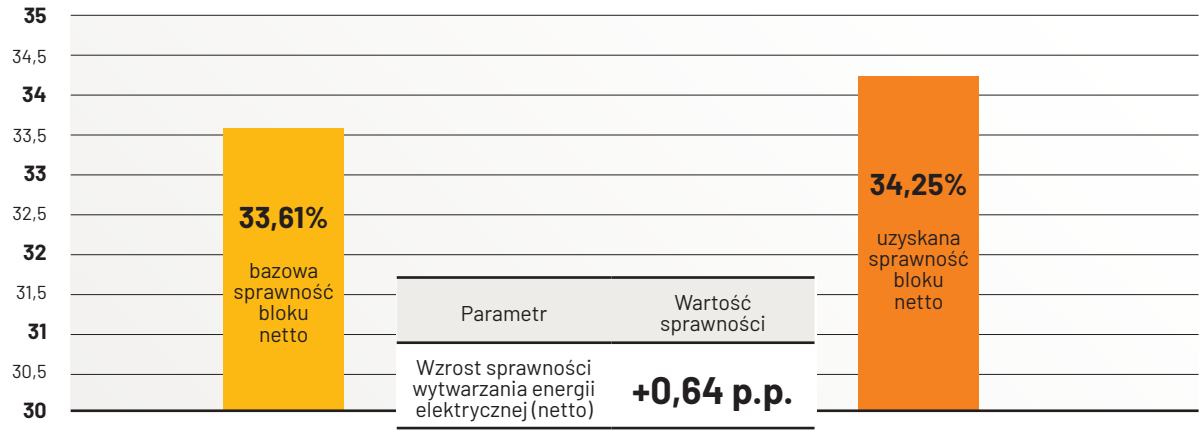
Parametr	Wartość wymagana w projekcie 200+	Wartość uzyskana
Minimum techniczne jednostki wytwórczej	40% mocy osiągalnej	**90 MWe/min = 40% mocy osiągalnej**

90 MWe uzyskane minimum techniczne bloku

PSEW NOWEMEDIA24.PL

RYS. 14. **WZROST SPRAWNOŚCI BLOKU W ZAKRESIE NISKICH OBCIĄŻEŃ BLOKU – PORÓWNANIE WYNIKÓW POMIARÓW BAZOWYCH Z WYNIKAMI POMIARÓW ODBIOROWYCH**

Porównanie sprawności wytwarzania energii elektrycznej (netto) zmierzonej podczas pomiarów bazowych (pomiarów I) oraz pomiarów odbiorowych (pomiarów II)



Parametr	Wartość sprawności
Wzrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej (netto)	**+0,64 p.p.**

PSEW NOWEMEDIA24.PL

W poniżej zamieszczonej tabeli zebrano wyniki pomiarów oraz zaprezentowano osiągnięte efekty dla wszystkich zadań realizowanych przez konsorcjum Rafako-Rafako Innovation w ramach projektu „Program Bloki 200+". Należy zwrócić uwagę, że uzyskane efekty uwidoczniły, iż eksploatowane od dłuższego czasu bloki węglowe, zaprojektowane do pracy w podstawie, ciągle mają potencjał do modernizacji w kierunki zwiększenia ich elastyczności oraz do pracy jako jednostki szczytowo-rezerwowe. Osiągnięte wyniki są zbliżone do parametrów uzyskiwanych przez bloki gazowo-parowe, jednak biorąc pod uwagę obecną sytuację geopolityczną oraz koszty związane z budową nowych bloków gazowo-parowych, wybór istniejących bloków węglowych klasy 200 MWe do pełnienia roli jednostek szczytowo-rezerwowych w systemie elektroenergetycznym na najbliższe lata jest bezdyskusyjny.

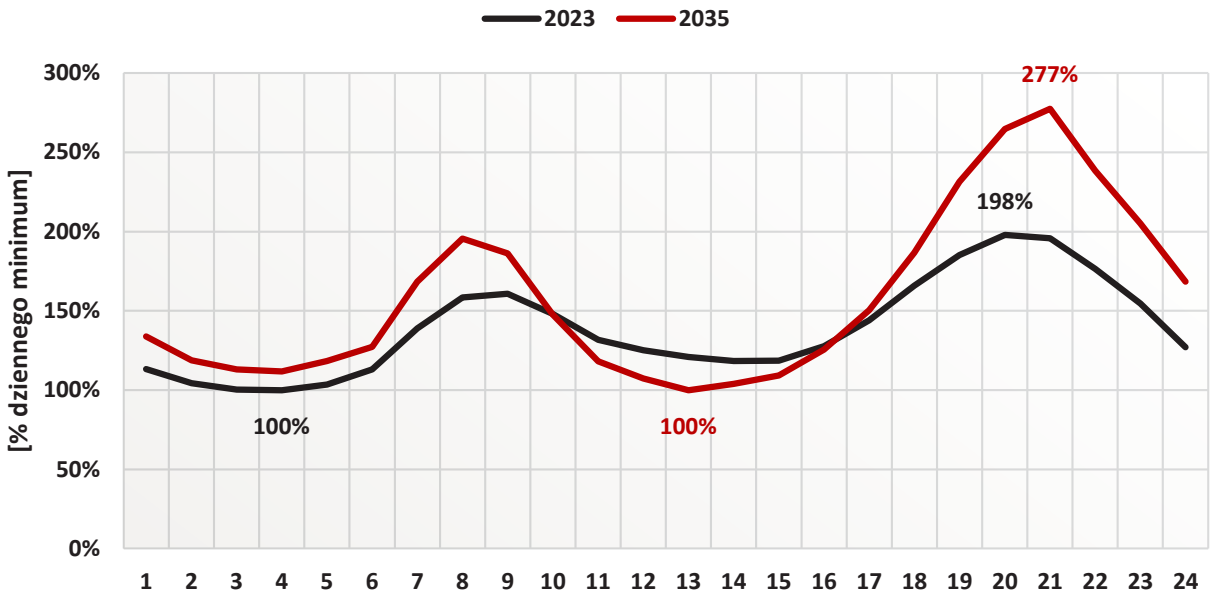
Zadanie	Parametr	Cel	Pomiary Bazowe	Pomiary Odbiorowe	Komentarze do wartości osiągniętych podczas Pomiarów Odbiorowych
Gr I Zad 1	Czas rozruchu ze stanu zimnego – 5 h	5 h 00 min	7 h 15 min	4 h 13 min	Skrócenie czasu rozruchu o 3 h 2 min
Gr I Zad 2	Czas rozruchu ze stanu ciepłego – 2,5 h	2 h 30 min	5 h 30 min	2 h 25 min	Skrócenie czasu rozruchu o 3 h 5 min
Gr I Zad 3	Czas rozruchu ze stanu gorącego – 1,5 h	1 h 30 min	3 h 50 min	1 h 43 min	Skrócenie czasu rozruchu o 2 h 7 min
Gr I Zad 4	Nabory mocy 4% Posiąg./min	9 MWe/min	1,9 MWe/min	9,2 MWe/min	Wymagany gradient naboru mocy uzyskano od obniżonego minimum technicznego 90 MWe do mocy osiągalnej 225 MWe
Gr I Zad 5	Minimum techniczne 40 % Posiąg.	90 MWe	141 MWe	90MWe	Obniżenie minimum technicznego o 51 MWe
Gr I Zad 6	Narzędzia informatyczne i kontrolno-pomiarowe	-	-	Potwierdzona zgodność obliczeń z wartościami zmierzonymi	Porównywano wartości jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa brutto przez blok
Gr II Zad 1	Wzrost sprawności bloku przy obciążeniach cząstkowych	-	33,61 %	34,25 %	Wzrost sprawności o ok. 0,6 p.p.
Gr II Zad 2	Ograniczenie emisji rtęci w spalinach	1 - 4 µg/m3	-	0,46 µg/m3	Skuteczność redukcji emisji rtęci: 62%
Gr II Zad 5	Ograniczenie emisji boru w ściekach	<1 mg/l	-	0,051 mgB/l	Skuteczność redukcji emisji boru: 99,94%

4. EKONOMIKA PRACY BLOKÓW 200 MW W KSE W HORYZONCIE LAT 2023–2035: ANALIZA „MISSING MONEY"

Z uwagi na niższą sprawność bloków 200 MW w porównaniu z innymi blokami węglowymi o mocy 360, 500 oraz 1000 MW w KSE, „dwusetki" są blokami o najwyższych kosztach zmiennych. Po zakończeniu rynku mocy w 2025 r. koszty funkcjonowania tych bloków w systemie rosną lawinowo.

Jak wskazano w rozdziale 2, jedną z opcji bilansowania zapotrzebowania KSE w warstwie podszczytowej jest wykorzystanie bloków klasy 200 MW opalanych węglem kamiennym. Ilustrację modelowanego zachowania bloków 200 MW przedstawia Rys. 1, gdzie w roku 2035 dzienny reżim ich pracy cechuje się większą zmiennością niż w roku 2023, co wynika z wyższej penetracji OZE założonej jak we wspomnianym rozdziale 2.

RYS. 1. **ILUSTRACJA MODELOWANEGO ZNORMALIZOWANEGO REŻIMU PRACY BLOKÓW 200 MW W 2023 ROKU (NISKA PENETRACJA OZE W KSE) ORAZ W 2035 ROKU (WYSOKA PENETRACJA OZE W KSE)**



Normalizacja względem dziennego minimum (100%).

Źródło: opracowanie własne

Powyższe skłania do analizy ekonomiki tego rozwiązania z punktu widzenia „missing money", czyli odpowiedzi na pytanie:

- Czy przyszłe ceny hurtowe energii elektrycznej będą w stanie pokryć koszty bloków 200 MW wykorzystywanych do bilansowania KSE w obliczu wysokiej penetracji OZE, a jeśli nie, to jak duża będzie luka w finansowaniu („missing money") bloków 200 MW?

W celu kwantyfikacji „missing money" dla bloków klasy 200 MW w KSE wykonano modelowanie fundamentalne rynku hurtowego spot energii elektrycznej w Polsce w horyzoncie 2023–2035. Modelowanie oparto na kluczowych założeniach odnośnie do rozwoju zapotrzebowania na energię elektryczną oraz do rozwoju mocy OZE (onshore, offshore, PV) wskazanej w rozdziale 2, jak również w oparciu o założenia odnośnie do:

- ścieżki cen paliw (węgiel kamienny oraz gaz ziemny w Polsce)
  - ścieżka cen węgla kamiennego dla energetyki w Polsce: w latach 2023–2026 oszacowana na podstawie dynamiki krzywej forward cen rynku ARA, w latach 2027–2035, ekstrapolacja do długoterminowej historycznej średniej ceny PSCMI_1 z lat 2011–2022 (12,5 zł/GJ),
  - ścieżka cen gazu ziemnego dla energetyki w Polsce: w latach 2023–2031 oszacowana na podstawie dynamiki krzywej forward cen gazu TTF, w latach 2032–2035 ekstrapolacja trendu
- ścieżki cen CO_2, oszacowanej w oparciu o najbardziej aktualne publicznie dostępne prognozy[1]
- ścieżki mocy zainstalowanej bloków 200 MW w latach 2023–2035 (z uwzględnieniem wyłączeń okresowych na podstawie analizy planów grup energetycznych oraz innych informacji publicznych dotyczących wyłączeń bloków z eksploatacji) oraz ścieżki rozwoju nowych mocy cieplnych gazowych (w oparciu o informacje publiczne).

Na podstawie modelowania obliczono roczne przychody bloków 200 MW i porównano je z rocznymi kosztami pracy bloków 200 MW, uwzględniając koszty zmienne wytwarzania (tj. paliwo, emisje oraz VOM) oraz koszty utrzymania niezależne od produkcji energii elektrycznej (koszty stałe, FOM).

Roczne[2] przychody bloków 200 MW obliczono w oparciu o:

- modelowane średnie roczne ceny hurtowe spot energii elektrycznej oraz
- modelowaną roczną wielkość produkcji energii elektrycznej z bloków 200 MW.

1 https://www.euronews.com/next/2022/04/29/eu-carbon-poll; https://www.reuters.com/business/energy/analysts-raise-eu-carbon-price-forecasts-gas-rally-persists-2022-01-25

2 Wartości roczne uzyskano na podstawie modelowania w granulacji godzinowej w oparciu o model symulujący mechanizm merit order dla KSE.

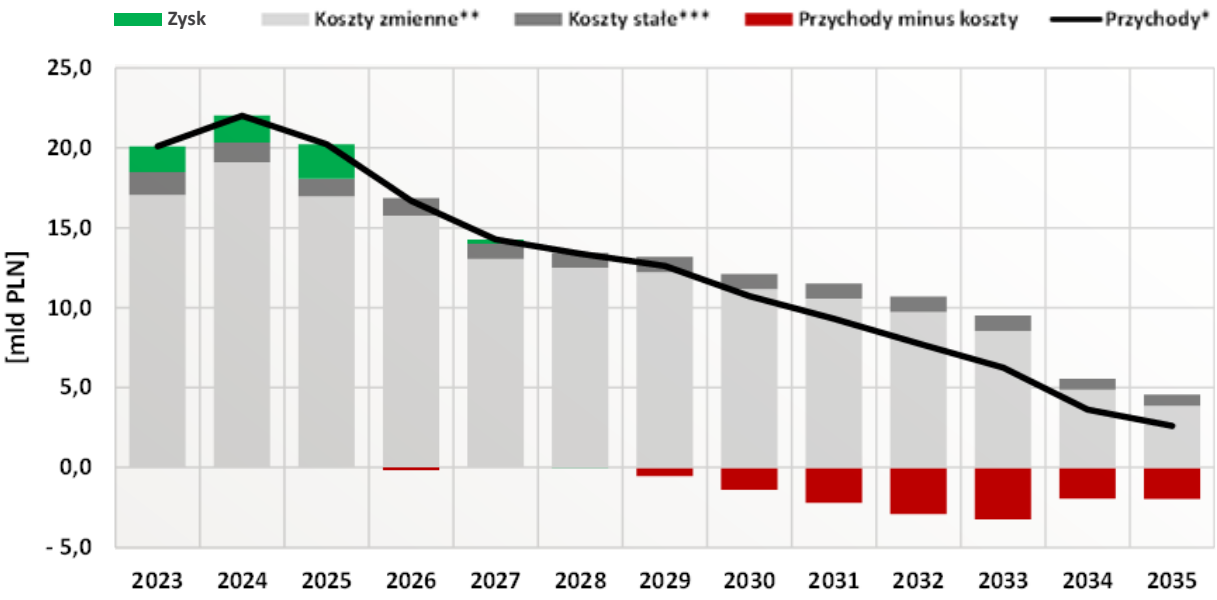
Roczne koszty zmienne bloków 200 MW obliczono w oparciu o:

- średnią sprawność netto bloków klasy 200 MW (36,5 proc.[3]),
- przyjętą jak wyżej ścieżkę średniorocznych cen węgla kamiennego w Polsce oraz uprawnień do emisji CO_2 w latach 2023–2025,
- średnią wartość kosztów VOM dla bloków 200 MW (16 zł/MWh[4]).

Roczne koszty stałe bloków 200 MW obliczono w oparciu o przyjęty poziom 165 000 PLN/MW/rok[5] oraz przyjętą ścieżkę mocy zainstalowanej bloków 200 MW w latach 2023–2035 (por. wyżej).

Modelowaną ścieżkę rocznych przychodów oraz kosztów bloków 200 MW, a także różnicę pomiędzy przychodami a kosztami prezentuje Rys. 2.

RYS. 2. **MODELOWANA ŚCIEŻKA ROCZNYCH PRZYCHODÓW ORAZ KOSZTÓW BLOKÓW 200 MW, A TAKŻE RÓŻNICA POMIĘDZY PRZYCHODAMI A KOSZTAMI**



* Przychody = modelowany wolumen produkcji z bloków 200 MW x średnia roczna modelowana cena hurtowa spot

** Koszty zmienne = modelowany wolumen produkcji z bloków 200 MW x średni jednostkowy koszt zmienny wytwarzania

*** Koszty stałe = przyjęta ścieżka mocy zainstalowanej bloków 200 MW x średni koszt stały w zł/MW/rok

Źródło: opracowanie własne

3 Analiza własna w oparciu o https://www.nik.gov.pl/kontrole/P/18/018/KGP/ oraz inne dane dostępne publicznie

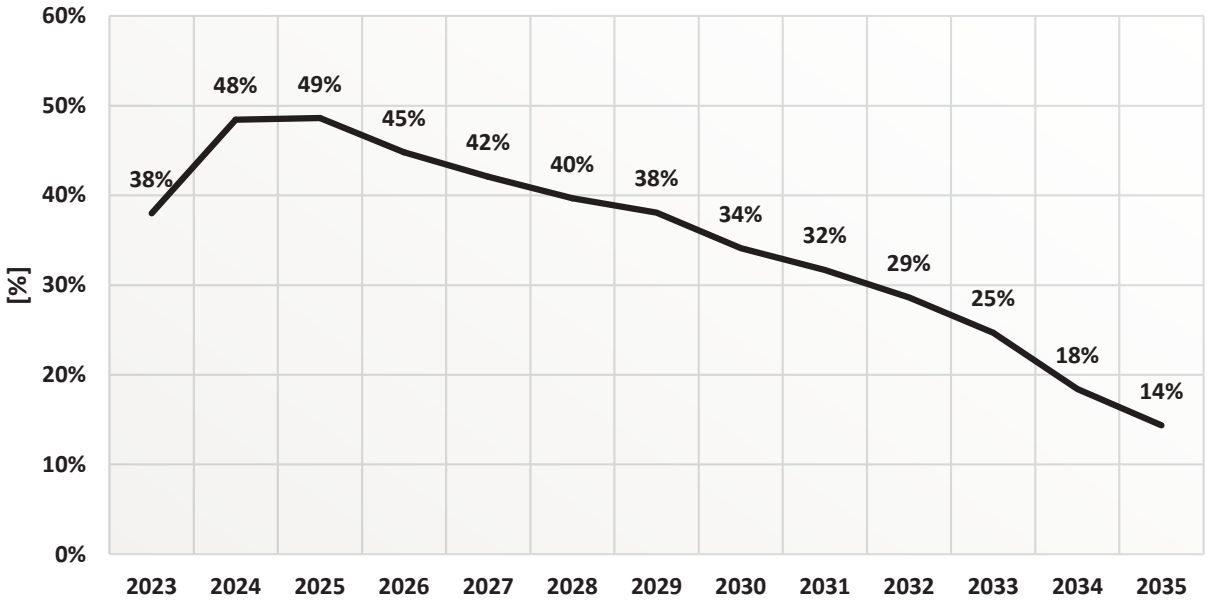
4 Na podstawie analizy danych z PEP 2040 oraz PPEJ.

5 Na podstawie analizy danych z PEP 2040, PPEJ oraz ARE.

Tendencja spadkowa w zakresie przychodów wynika z modelowanej tendencji spadkowej cen hurtowych energii elektrycznej oraz z modelowanej tendencji spadkowej w zakresie wykorzystania mocy, a tym samym generacji energii elektrycznej z bloków 200 MW (Rys. 3). Powyższe jest efektem zakładanego w modelowaniu wzrostu mocy (a tym samym wolumenów produkcji) ze źródeł OZE (por. rozdział 2), które jako źródła o niższych kosztach zmiennych wytwarzania przekładają się na spadek produkcji ze źródeł o wyższych kosztach zmiennych[6].

W okresie 2029-2035 koszty bloków 200 MW przewyższają uzyskiwane przez nie przychody. Poziom kosztów wynika głównie z przyjętych ścieżek cen węgla, uprawnień do emisji CO_2 oraz sprawności bloków 200 MW. Poziom przychodów – niższy niż poziom kosztów – wynika z faktu, że modelowane ceny energii elektrycznej wykazują tendencję spadkową na skutek wzrostu produkcji z OZE, a także na skutek wysokich modelowanych poziomów marginesu mocy KSE.

RYS. 3. **MODELOWANA ŚCIEŻKA ROCZNYCH WSPÓŁCZYNNIKÓW WYKORZYSTANIA MOCY BLOKÓW 200 MW**



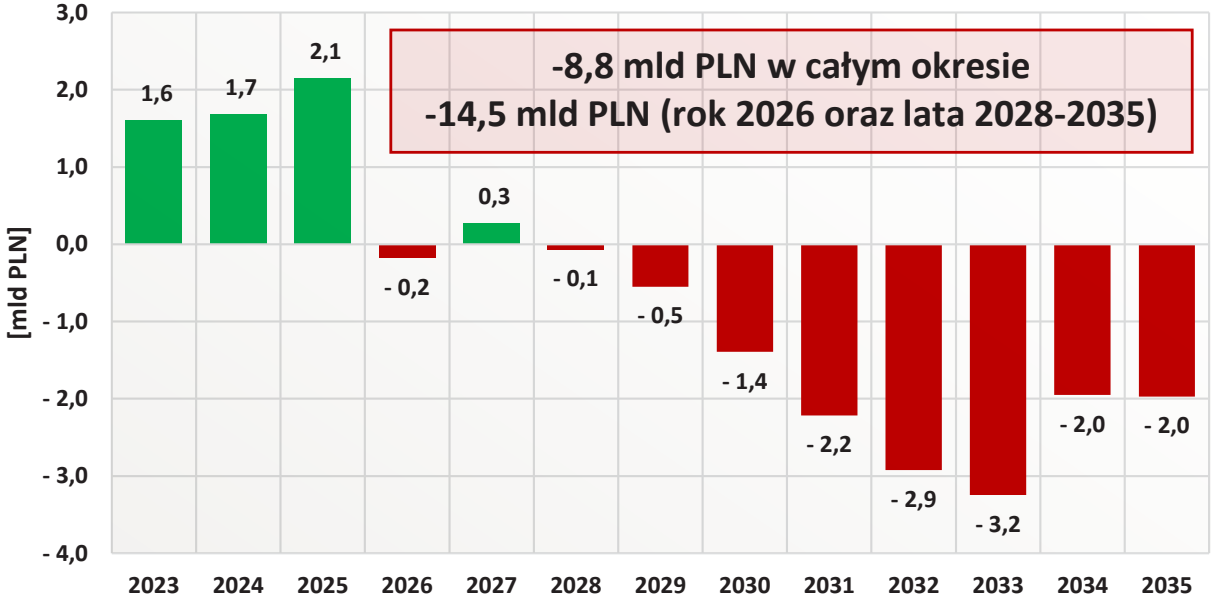
Źródło: opracowanie własne

PSEW NOWEMEDIA24.PL

Modelowana ścieżka „missing money" dla bloków 200 MW wskazuje na ok. 8,8 mld PLN luki w finansowaniu w całym okresie 2023-2035, przy czym biorąc pod uwagę lata 2026-2035 luka ta wyniesie ok. 14,5 mld PLN (Rys. 4). Powyższe wynika z faktu, że w początkowych latach analizy występuje dodatnia różnica pomiędzy przychodami a kosztami funkcjonowania tych bloków, co zmniejsza lukę w finansowaniu w perspektywie całego okresu analizy. Po 2026 roku luka w finansowaniu przyjmuje charakter trwały, co oznacza, że do roku 2026 nie ma problemów z ich finansowaniem. Pojawiają się one dopiero po roku 2026 i od tego okresu konieczne jest zorganizowanie systemu wsparcia, który pozwoli im funkcjonować.

6 Z uwagi na relatywnie niższą sprawność bloków 200 MW niż bloków węglowych klasy 360, 500 oraz 1000 MW w KSE, bloki 200 MW są blokami o najwyższych kosztach zmiennych w ramach typoszeregu jednostek opalanych węglem kamiennym.

RYS. 4. **MODELOWANA ŚCIEŻKA „MISSING MONEY" DLA BLOKÓW 200 MW**



Źródło: opracowanie własne

5. NOWY SYSTEM WSPARCIA DLA WĘGLA

W jaki sposób wspierać pracę węglowych jednostek wytwórczych po dostosowaniu ich do nowej roli

Przeprowadzenie procesu transformacji sektora energetycznego w Polsce będzie największym wyzwaniem zarówno w wymiarze technicznym, jak i ekonomicznym spośród wszystkich krajów UE. Wynika to przede wszystkim z tego, że w Polsce jest najwyższy udział elektrowni węglowych w bilansie paliwowo-energetycznym w sektorze wytwarzania na tle innych krajów. Dlatego proces transformacji musi być wdrażany w sposób ewolucyjny, wsparty odpowiednimi mechanizmami zapewniającymi zarówno bezpieczną, jak i efektywną transformację. Ponadto, aby zapewnić akceptację społeczną dla tak głębokich zmian, transformacja musi przebiegać w sposób ustrukturyzowany, ograniczać negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki oraz hamować wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

Zasadniczym filarem krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniającym moc dyspozycyjną niezbędną do prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), są bloki zasilane węglem kamiennym. W najbliższym czasie jednym z pilniejszych zadań ministra właściwego ds. energii[1] będzie znalezienie sposobu na zapewnienie odpowiednich warunków dla funkcjonowania tych jednostek na rynku energii elektrycznej, na którym zyskiwać na znaczeniu będą źródła odnawialne, w przeważającej części pogodowo zależne, przy jednoczesnej dbałości o konkurencyjność polskiej gospodarki.

W tym kontekście można rozważyć kilka różnych scenariuszy podejścia do rozwiązania zagadnienia zapewnienia rentowności jednostek węglowych.

UTRZYMANIE WYSOKICH CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA HURTOWYM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Jednym z możliwych do rozważenia scenariuszy rozwoju wypadków jest scenariusz, w którym niepodejmowana jest żadna interwencja, a na rynku hurtowym utrzymują się wysokie ceny energii elektrycznej, tj. na poziomie gwarantującym pokrycie wszystkich kosztów wytwarzania oraz zapewniającym odpowiednią marżę działalności podmiotu. Realizacja takiego scenariusza i utrzymywanie go w dłuższym okresie wymagałyby niewielkich działań ilościowych po stronie podażowej wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w obszarze utrzymywania na potrzeby KSE rezerw mocy dostępnych w czasie rzeczywistym do bilansowania systemu. W kontekście zapowiadanej przez rząd koncepcji utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego[2], prowadzącej do skupienia w jednym podmiocie wszystkich aktywów węglowych, takie działanie nie wydaje się ani trochę skomplikowane. Zapewnienie wysokich przychodów w dłuższym okresie (gwarantujących pokrycie wszystkich kosztów oraz pozwalających uzyskać odpowiednią marżę) w sektorze wytwarzania z pewnością byłoby korzystne z punktu widzenia przedsiębiorstw wytwórczych, zarówno tych, które wykorzystują paliwo węglowe, jak i pozostałych, o niskich kosztach zmiennych, ale uzyskujących przychody na rynku konkurencyjnym. Jednakże, rozwiązanie takie byłoby katastrofalne z punktu widzenia odbiorców energii, przede wszystkim przemysłowych, dla których koszt energii stanowi istotny element całości kosz-

1 Aktualnie na mocy Rozporządzania Prezesa Rady Ministrów z dnia 27 października 2021 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz.U. z 2021 r., poz. 1949) działem administracji rządowej „energia" kieruje Minister Klimatu i Środowiska.

2 https://www.gov.pl/web/premier/uchwala-w-sprawie-przyjecia-dokumentu-transformacja-sektora-elektroenergetycznego-w-polsce-wydzielenie-wytworczych-aktywow-weglowych-ze-spolek-z-udzialem-skarbu-panstwa, dostęp w dniu 19.08.2022 r.

tów wytwarzania[3] i tworzonej przez nich wartości dodanej brutto[4], a ich produkty muszą znaleźć nabywców na rynkach globalnych. Byłoby także niekorzystne z punktu widzenia całej gospodarki, pogarszając jej konkurencyjność i atrakcyjność w oczach inwestorów. Co ważniejsze, utrzymywanie takiego rozwiązania stanowiłoby istotny czynnik przyczyniający się do wzrostu inflacji[5].

DOSTOSOWANIE RYNKU MOCY DO UDZIAŁU JEDNOSTEK WĘGLOWYCH /POWRÓT JEDNOSTEK WĘGLOWYCH DO RYNKU MOCY

Obecny mechanizm rynku mocy został wprowadzony ustawą z grudnia 2017 r., a jej rozwiązania weszły w życie w styczniu 2018 r. Od jej uchwalenia ustawa doczekała się pięciu nowelizacji, ale jedną z najistotniejszych była nowelizacja z lipca 2021 r[6]. W jej wyniku wprowadzono przepisy dostosowujące polskie przepisy do wymagań ustanowionych rozporządzeniem rynkowym[7] dla mechanizmów zdolności wytwórczych w zakresie emisji CO_2 pochodzących z paliw kopalnych. Przepisy rozporządzenia (art. 22 ust. 4 lit. b) wymagają, aby mechanizmy zdolności wytwórczych uwzględniały wymóg dotyczący emisji CO_2, tj. aby *najpóźniej od dnia 1 lipca 2025 r., zdolności wytwórcze, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych na kWh energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na kWe mocy zainstalowanej, nie będą posiadały zobowiązań ani nie będą otrzymywać płatności lub zobowiązań dotyczących przyszłych płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.*

Jednostki węglowe, zarówno opalane węglem kamiennym, jak i brunatnym, nie spełniają kryterium emisyjności 550 g CO_2/kWh. Z tego powodu po nowelizacji ustawy nie będą mogły być beneficjentem tego mechanizmu. Aby ponownie umożliwić udział tych jednostek w mechanizmie mocowym, należałoby uprzednio znowelizować przepisy art. 22 rozporządzenia rynkowego 2019/943. Należy jednak pamiętać, że musiałoby się to dokonać w zwykłej procedurze ustawodawczej, w której na wniosek Komisji Europejskiej zarówno Rada, jak i Parlament przyjmują dany akt, w tym przypadku rozporządzenie zmieniające rozporządzenie 2019/943. W obecnej sytuacji geopolitycznej i związanej z nią dyskusji w UE o cenach energii i nośników energii oraz o architekturze rynku energii zdaje się otwierać okienko do rozmowy na ten temat.

Warto także przypomnieć, że w myśl art. 103 ust. 1 ustawy o rynku mocy najpóźniej w 2024 r. Rada Ministrów musi dokonać oceny zasadności dalszego funkcjonowania rynku mocy i przedstawić parlamentowi wnioski z tej oceny, którym powinny towarzyszyć odpowiednie propozycje legislacyjne[8].

MECHANIZM POMOCY PUBLICZNEJ UKIERUNKOWANEJ NA ZAGWARANTOWANIE UTRZYMANIA JEDNOSTEK NIEZBĘDNYCH

3 Koszty energii stanowią znaczącą część kosztów produkcji w niektórych podsektorach, np. 71 proc. kosztów produkcji nawozów, 40 proc. – pierwotnego aluminium, 31 proc. – cynku oraz 25 proc. – szkła płaskiego – tak Komunikat KE do Parlamentu, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Reakcja na rosnące ceny energii: zestaw działań i środków wsparcia*, str. 6 i n.

4 W odniesieniu do tzw. odbiorców energochłonnych w polskich rozwiązaniach prawnych używane jest pojęcie współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego, którego szczegółowy sposób liczenia uregulowany został w Rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 27 sierpnia 2020 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego (Dz.U. z 2020 r., poz. 1485).

5 Podobnie uważa Komisja Europejska. Porównaj Komunikat KE do Parlamentu, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, *Reakcja na rosnące ceny energii: zestaw działań i środków wsparcia*, str. 30.

6 Ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r., poz. 1505).

7 Art. 22 ust. 4 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. UE. z 14.06.2019 r. L 158/54)

8 Zgodnie z art. 103 ust. 1 Rada Ministrów, nie później niż w 2024 r., na podstawie analiz bilansowych krajowego systemu elektroenergetycznego i oceny stopnia rozwoju rynku energii, dokona oceny funkcjonowania rynku mocy i przedłoży Sejmowi Rzeczypospolitej Polskiej informację o skutkach jej obowiązywania wraz z propozycjami zmian rynku mocy albo zniesienia rynku mocy.

FOT. MATERIAŁY PRASOWE TAURON

Z PUNKTU WIDZENIA BEZPIECZEŃSTWA PRACY SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Kolejnym scenariuszem, który można rozważać, jest taki, aby zaprojektować mechanizm specjalnie skonstruowany w tym celu, aby zagwarantować, że odpowiednia ilość mocy dyspozycyjnej będzie dostępna w systemie elektroenergetycznym. Mogłoby to być rozwiązanie oparte o formę kontraktu różnicowego, zapewniające pokrycie kosztów funkcjonowania jednostki węglowej oraz gwarantujące odpowiednią, lecz ograniczoną marżę uzyskiwaną z takiej działalności. Wybór jednostek, które stałyby się beneficjentami systemu, należałoby oprzeć o mechanizm konkurencyjnej aukcji, otwartej dla wszystkich podmiotów spełniających określone kryteria dyspozycyjności i niezawodnościowe.

Taki mechanizm stanowiłby bezdyskusyjnie mechanizm pomocy publicznej, której wprowadzenie wymagałoby uzyskania uprzedniej zgody Komisji Europejskiej. Istnieje jednak duże prawdopodobieństwo nieuzyskania takiej zgody, głównie ze względu na zarzut wspierania funkcjonowania paliw kopalnych na wewnętrznym rynku energii elektrycznej, co jest wprost sprzeczne z celami w zakresie planowanej neutralności klimatycznej UE. Mechanizm tego rodzaju, obiektywnie rzecz ujmując, poza poprawą sytuacji finansowej jednostek wytwórczych, nie prowadziłby do żadnej jakościowej zmiany w zakresie istniejących zasobów wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym. Trudno byłoby go także bronić argumentami dotyczącymi bezpieczeństwa dostaw – mechanizm zbliżałby się w swej istocie do rezerwy strategicznej, a dla zaradzenia problemom z wystarczalnością mocy w systemie zaprojektowany został i wdrożony już wcześniej rynek mocy. Dodatkowym problemem wynikającym z rezerwy strategicznej byłoby to, że źródła do niej zaliczone musiałyby pozostawać poza rynkiem energii elektrycznej, co w konsekwencji prowadziłoby do dalszego zmniejszania podaży i wzrostu cen energii elektrycznej. Należałoby zatem poszukiwać innego uzasadnienia dla takiego mechanizmu.

MECHANIZM TRANSFORMACJI SEKTORA ENERGETYCZNEGO (MTSE) SKORELOWANY Z INWESTYCJAMI W NISKO- I ZEROEMISYJNE MOCE WYTWÓRCZE

Wskazane byłoby wdrożenie mechanizmu pozwalającego z jednej strony na utrzymanie żywotności węglowych jednostek wytwórczych co najmniej przez okres, w którym ich generacja będzie niezbędna dla prawidłowej pracy KSE lub jako moce rezerwowe dla mocy pogodowo zależnych, a z drugiej strony – wkomponowanie w ten mechanizm instrumentów zarządzania zmianą w strukturze wytwarzania energii elektrycznej pozwalających na stopniowe, skoordynowane zastępowanie jednostek węglowych mocami nisko- lub zeroemisyjnymi. W związku z powyższym proponowane określenie takiego mechanizmu to mechanizm transformacji sektora energetycznego (MTSE) dla wyraźnego odróżnienia go od mechanizmu zdolności wytwórczych.

Mechanizm taki powinien zostać zaprojektowany na okres minimum 10 lat i rozpoczynać swoje funkcjonowanie nie później niż w 2025 r., co związane jest ze zmianami na rynku mocy. Jego zasadniczym celem byłoby skoordynowane wycofywanie jednostek węglowych z rynku energii elektrycznej, za pomocą systemu zachęty finansowej, w tempie i ilości dostosowanej do powstawania nowych, nisko- i zeroemisyjnych jednostek wytwórczych gwarantujących odpowiednią elastyczność pracy w KSE. Jednakże do czasu zamknięcia tych jednostek uzyskiwałyby one pewność co do zasad funkcjonowania na rynku.

Innymi słowy, węglowe jednostki wytwórcze, które zostałyby zakwalifikowane do tego systemu, musiałyby pozostawać aktywne na rynku energii elektrycznej (produkować i sprzedawać energię) do czasu, gdy ich udział w rynku energii elektrycznej stałby się zbędny, ze względu na to, że pojawiły się inne, nowe, mniej emisyjne moce wytwórcze zapewniające podobny lub wyższy poziom dyspozycyjności, niezawodności i elastyczności do tych wycofywanych.

Aby taki mechanizm działał prawidłowo, należałoby w pierwszej kolejności określić przewidywaną ilość nowych mocy wytwórczych, która w wyniku prowadzonych procesów inwestycyjnych, stymulowanych już istniejącymi systemami wsparcia (oraz tymi, które dopiero powstaną), pojawiać się będzie w KSE.

Taka wielkość powinna brać pod uwagę zarówno moce ze źródeł odnawialnych, planowane wdrożenie energetyki jądrowej, ale także zupełnie nowe, np. technologie magazynowania lub zapewniające produkcję wodoru do wykorzystania w procesach przemysłowych lub do celów transportowych. Należałoby wręcz przyjąć, że zapewnienie ustalonych zdolności produkcji czystego wodoru będzie warunkiem koniecznym dla wdrożenia mechanizmu transformacyjnego MTSE.

Wymagane byłoby także określenie w miarę precyzyjnego harmonogramu „wchodzenia" nowych mocy, co z kolei wymaga realnej oceny opóźnień w procesach inwestycyjnych.

Mechanizm MTSE musi zapewnić utrzymanie na rynku energii elektrycznej, a następnie bezpieczną likwidację wysokoemisyjnych elektrowni węglowych. Musi zatem przewidywać harmonogram, który określa ilość mocy jednostek wytwórczych do wyłączenia w określonych okresach, odpowiadający wcześniej wspomnianej ilości nowych mocy i okresów ich pojawiania się w systemie, a także oferować odpowiednią zachętę. Mechanizm w istocie łączyłby w sobie elementy mechanizmu ukierunkowanego na bezpieczeństwo dostaw oraz zarządzanie wymianą prawie całej floty wytwórczej. Pozwalałby jednocześnie na regulację rynku w aspekcie zabezpieczenia przed nadużywaniem siły rynkowej polegającego na zbyt wczesnym wycofaniu mocy wytwórczych, a poprzez wytworzone niedobory – oddziaływania na cenę równowagi rynkowej.

Jedną z istotniejszych kwestii będzie także to, w jaki sposób dobierać jednostki węglowe do utrzymywania w wymaganym okresie, a następnie do ich wyłączenia, oraz jak określić wysokość zachęty do udziału w mechanizmie. Z pomocą przychodzi mechanizm aukcyjny, w którym aukcje organizowane byłyby na poszczególne okresy (np. od 1 do 3 lat) całego okresu trwania mechanizmu, a w wyniku wygrania aukcji zawierany byłby symetryczny kontrakt różnicowy. W ramach takiego kontraktu wytwórca zobowiązywałby się do pozostawania na rynku, tzn. produkowania i oferowania energii elektrycznej przez określony czas (zależny od wchodzenia nowych mocy), a w zamian uzyskiwałby zapewnienie pokrycia marży na działalności wytwórczej. Zyskiwałby w ten sposób zmniejszenie ryzyka rynkowego i zagwarantowanie strony przychodowej swojej działalności, a z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego zagwarantowany zostałby odpowiedni poziom mocy koniecznych dla bezpiecznego funkcjonowania systemu.

Mechanizm MTSE oparty byłby na tym, że w wyniku wygrania aukcji i zawarcia kontraktu różnicowego wypłacana (lub zwracana) byłaby kwota, zależna od salda między marżą oferowaną podczas aukcji, a referencyjną marżą ustaloną dla rynku energii elektrycznej. W przypadku uzyskania przez wytwórcę przychodów pozwalających osiągnąć marżę wyższą niż oferowaną przez niego w trakcie aukcji wytwórca zwracałby pieniądze do systemu. Symetryczny kontrakt różnicowy miałby na celu zobligowanie jednostek wytwórczych do pozostawania na rynku, a następnie zamknięcia się w terminie wskazanym przez podmiot zarządzający mechanizmem. Dzięki temu umożliwiona byłaby bezpieczna wymiana mocy jednostek wytwórczych węglowych na zero- i niskoemisyjne.

Aukcje powinny być otwarte dla wszystkich jednostek wytwórczych, które nie spełniają limitu 550 kg CO_2/MWh wymaganego na rynku mocy. Wybór jednostek mocy wytwórczych dokonywany byłby na podstawie kryterium ekonomicznego, którym byłby oczekiwany poziom marży finansowej za moc jednostki wytwórczej na rynku energii elektrycznej – wyrażony w zł/MW/rok odniesiony do pewnej marży referencyjnie ustalonej w sposób znany przed przystąpieniem do aukcji[9]. Przyjęcie do mechanizmu MTSE następowałoby w kolejności od najniższej do najwyższej marży, aż do osiągnięcia ilości MW mocy jednostek wytwórczych przewidzianych do pokrycia w ramach danego okresu.

MTSE w swojej konstrukcji, co do aukcji i kryteriów musi zapewniać prawidłową kolejność wygaszania elektrowni węglowych, a to oznacza, że aukcje na poszczególne okresy muszą uszeregować jednostki wytwórcze wg wysokości kosztów zmiennych produkcji, w szczególności ze względu na wysokość emisyjności CO_2 i niską elastyczność, a w konsekwencji – te najmniej konkurencyjne zostaną wybrane jako pierwsze, a w dalszej konsekwencji – również jako pierwsze wycofane z eksploatacji.

Taka konstrukcja mechanizmu pozwoli także na zapewnienie konkurencyjności w doborze jednostek i proporcjonalności stosowanego środka, koniecznych do wykazania w świetle reguł pomocy publicznej.

Przeprowadzenie procesu transformacji sektora energetycznego w Polsce będzie największym wyzwaniem zarówno w wymiarze technicznym, jak i ekonomicznym spośród wszystkich krajów UE. Wynika to przede wszystkim z tego, że w Polsce jest najwyższy udział elektrowni węglowych w bilansie paliwowo-energetycznym w sektorze wytwarzania na tle innych krajów. Dlatego proces transformacji musi być wdrażany w sposób ewolucyjny, wsparty odpowiednimi mechanizmami zapewniającymi zarówno bezpieczną, jak i efektywną transformację. Ponadto, aby zapewnić akceptację społeczną dla tak głębokich zmian, transformacja musi przebiegać w sposób ustrukturyzowany, ograniczać negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki oraz hamować wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

9 Sposób kalkulacji marży referencyjnej może premiować określone rodzaje jednostek wytwórczych. Technicznie można to osiągnąć przy użyciu parametrów sprawności i emisyjności typowych dla najlepszych jednostek tak, aby zwiększyć orientacyjną referencyjną marżę rynkową w stosunku do rzeczywistej marży uzyskiwanej na rynku.

FOT. PEXELS

W związku z tym zachęta finansowa powinna ***de facto*** umożliwić zamknięcie odpowiednich jednostek wytwórczych przed terminami zamknięcia wynikającymi z technicznej żywotności tych jednostek[10].

Taki mechanizm niewątpliwie stanowiłby mechanizm pomocy publicznej wymagający notyfikacji i akceptacji Komisji Europejskiej po uprzedniej jego ocenie pod kątem zgodności z regułami pomocy publicznej i wspólnym rynkiem. Podstawowym kierunkiem argumentacji za zgodnością takiego mechanizmu w procesie notyfikacji (który sam w sobie jest stosunkowo długi proceduralnie i złożony co do istoty) nie może być wykazywanie ewentualnej niezbędności środków potrzebnych dla funkcjonowania jednostek węglowych, ale konieczność udzielenia odpowiednich bodźców do tego, aby proces transformacji zaowocował trwałą zmianą w kierunku większej liczby źródeł zero- i niskoemisyjnych. Dla wzmocnienia i uwiarygodnienia takiej linii argumentacji niezbędne będzie zaoferowanie KE swoistego „bonusu wodorowego", tj. wyjaśnienie w procesie notyfikacji, że w ramach mechanizmu dotyczącego bezpośrednio jednostek wytwórczych węglowych osiągnięty zostanie także efekt w postaci rozwoju gospodarki wodorowej.

Podstawą do formułowania takich propozycji może być Polska strategia wodorowa (PSW) przyjęta przez rząd w listopadzie 2021 r.[11] Sformułowane w niej zostały m.in. cele, co do wdrożenia technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie, wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie oraz wsparcia dekarbonizacji przemysłu. W strategii zwraca się uwagę, że obecnie w Polsce produkowane jest ok 1,3 mln t wodoru rocznie, przy czym produkcja wodoru odbywa się głównie w dużych zakładach przemysłowych w procesie reformingu parowego węglowodorów, gdzie wodór jest wykorzystywany w procesach przemysłowych[12]. Natomiast w przyszłości należy kłaść nacisk na wykorzystanie nadmiaru energii do produkcji szeregu różnych paliw[13], w tym także wodoru, jako efektywnego sposobu magazynowania energii. W 2040 r. prognoza zapotrzebowania na wodór w Polsce (w TWh) z uwzględnieniem poszczególnych sektorów wygląda następująco: przemysł 30, transport 23, ciepłownictwo 12, elektroenergetyka 24. Przedstawione zapotrzebowanie na wodór przez przemysł (głównie chemiczny) będzie podlegało stopniowej konwersji z wodoru szarego na wodór zielony i niebieski[14].

Wśród działań, które powinny być wspierane, PSW wymienia m.in. budowę instalacji OZE na potrzeby produkcji wodoru i paliw syntetycznych w oparciu o proces elektrolizy (2 GW do 2030 r.), wykorzystanie wodoru jako magazynu energii Power-to-X (P2X) oraz uruchomienie instalacji poligeneracyjnej o mocy ok. 50 MW, gdzie

10 Przy założeniu ich funkcjonowania na rynku w warunkach ekonomicznej rentowności.

11 Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., przyjęta uchwałą nr 149 Rady Ministrów z dnia 2 listopada 2021 r. (MP poz. 1138).

12 Polska strategia wodorowa..., str. 7.

13 Chodzi o technologię Power-to-X (P2X), gdzie X oznacza amoniak, paliwa gazowe, paliwa ciekłe lub czysty wodór.

14 *Raport Zielony wodór z OZE w Polsce. Wykorzystanie energetyki wiatrowej i PV do produkcji zielonego wodoru jako szansa na realizację założeń Polityki Klimatyczno-Energetycznej UE w Polsce*, 2021, str. 136

głównym paliwem będzie wodór. W obszarze transportu kołowego proponuje się realizację celu w zakresie eksploatacji autobusów wodorowych w liczbie 1000 sztuk do 2030 r., rozwój sieci tankowania i bunkrowania wodoru, ale także wdrożenie tego paliwa w transporcie ciężkim drogowym, kolejowym i morskim.

Zawarte w PSW propozycje działań mogą zostać wykorzystane na potrzeby notyfikacji mechanizmu MTSE jako np. „kamienie milowe" niezbędne do uruchamiania kolejnych transz aukcji określonych ilości mocy jednostek węglowych. Konieczne będzie jednak ich precyzyjne wkomponowanie w cały proces ustalania wielkości mocy (nowych i tych, które podlegać będą wycofaniu) na poszczególne aukcje. Takie podejście z jednej strony pozwoli uzyskać lepszą gwarancję osiągnięcia odpowiedniej ilości nowych mocy wytwórczych, które zastąpią jednostki wycofywane. Z drugiej – zapewni dodatkową zachętę do budowy źródeł OZE (sparowanych z urządzeniami do procesów elektrolitycznych), także tych, które w aktualnych uwarunkowaniach bilansowych KSE mają niewielkie szanse na powstanie z uwagi na to, że produkowana przez nie energia byłaby „nadmiarową" w stosunku do zapotrzebowania w KSE. Wymaga jeszcze zaznaczenia, że samo wspieranie technologii wodorowych odbywałoby się poza mechanizmem MTSE, a najbardziej pożądanym sposobem ich wspierania byłoby wsparcie inwestycyjne. W dalszej perspektywie należałoby także rozważyć promowanie wykorzystania wodoru w sektorze ciepłownictwa jako alternatywa dla stosowania gazu ziemnego[15].

Sam proces notyfikacji zwykle trwa od sześciu do kilkunastu miesięcy i wymaga co najmniej kilku rund spotkań z Dyrekcją Generalną ds. Konkurencji w Komisji Europejskiej, a w trakcie prowadzonego przez KE postępowania (niezależnie od tego czy w fazie prenotyfikacyjnej, czy w postępowaniu formalnym) przygotowania szczegółowych informacji dotyczących wdrażanego mechanizmu i zmierzenia się z licznymi pytaniami urzędników KE, zadawanymi na ogół krzyżowo dla sprawdzenia wiarygodności wcześniej przedstawianych informacji.

Realizacja MTSE wymagać będzie także ścisłej koordynacji między ustalaniem ilości nowych mocy wytwórczych objętych innymi, już istniejącymi systemami wsparcia lub tymi, które dopiero powstaną, a ilości mocy objętych MTSE. Nieco na marginesie pozostaje zakres i system wsparcia budowy jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo jądrowe czy wspierające produkcję wodoru, który aktualnie nie jest znany. Niemniej jednak MTSE musi „widzieć" ilości mocy wytwórczych realizowanych w obrębie Polskiego Programu Energetyki Jądrowej, ale także małych, modułowych reaktorów, które mogłyby powstawać poza PPEJ, oraz uwzględniać harmonogramy ich oddania do eksploatacji. Musi także „widzieć" tempo rozwoju technologii wodorowych, co można osiągnąć przez to, że warunkiem koniecznym uruchomienia aukcji na poszczególne okresy było zobowiązanie podjęte przez inwestorów w instalacje OZE – wspieranych systemem wsparcia OZE – do wybudowania odpowiednich ilości instalacji do produkcji wodoru w procesach elektrolitycznych. Jedną z możliwości osiągnięcia tego jest modyfikacja systemu wsparcia OZE polegająca na dodaniu do obowiązujących regulacji wymagania dotyczącego konieczności zapewnienia przez nowo budowane instalacje OZE obowiązku wybudowania instalacji magazynowania energii czy to w postaci magazynów chemicznych, czy w postaci wodoru. Można także przewidzieć odpowiednie środki w ramach programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Na zakończenie warto także zwrócić uwagę na relacje MTSE do rynku mocy oraz do rynku energii. W proponowanym kształcie byłby on mechanizmem utrzymywania na rynku energii przez określony czas wymaganej ilości mocy wytwórczych konwencjonalnych, a następnie prowadziłby do ich trwałego zamknięcia, pozwalając na bezpieczne zarządzanie zmianą w strukturze wytwarzania. Rynek mocy, po jego ostatniej nowelizacji, stanie się w istocie mechanizmem dedykowanym głównie dla budowy nowych, niskoemisyjnych jednostek. Z czasem może być on także dostosowywany do kolejnych, nowych rozwiązań technologicznych

15 Międzynarodowa Agencja Energii szacuje, że koszt energii finalnej dla wodoru może mieścić się w przedziale od 1,5 do 3 USD/kg H2, co pozwala na konkurowanie wodoru z gazem ziemnym, IEA, *The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities*, Report prepared by the IEA for the G20, Japan, June 2019, str. 148, dostępny na www.iea.org.

wymagających zachęt inwestycyjnych w początkowej fazie rozwoju lub całkowicie wycofany, jeżeli w wyniku oceny wystarczalności zasobów wytwórczych dalsze jego utrzymywanie okaże się niepotrzebne. Na rynku energii natomiast MTSE pozwoliłby ujawnić prawdziwą skalę potrzeb co do środków finansowych niezbędnych do funkcjonowania na tym rynku w jego aktualnej architekturze. Przy prawidłowo skonstruowanej marży referencyjnej (i ustalonej co do wielkości) oraz ustalonej wielkości mocy będącej przedmiotem aukcji – w skrajnym przypadku – marże oferowane przez wytwórców w aukcji mogłyby oscylować na poziomie „zero plus". Pozwoliłoby to na zmniejszenie ryzyka wzrostu cen energii elektrycznej dzięki wyeliminowaniu ryzyka ewentualnych niedoborów podażowych, spowodowanych przedwczesnym wycofaniem mocy wytwórczych. Mechanizm nie zabezpieczy natomiast przed wzrostem cen energii elektrycznej w ogóle, zwłaszcza wzrostów wynikających z czynników dotyczących wzrostu kosztów surowców i nośników wykorzystywanych do produkcji energii.

PODSUMOWANIE

Energetyka ze swojej natury jest branżą, w której działania mają charakter długoterminowy i bez wątpienia takim właśnie procesem jest transformacja, której doświadcza dzisiaj polski sektor wytwarzania energii. Pomimo zmienności warunków otoczenia, najważniejszym celem polityki energetycznej i jednocześnie kluczową kompetencją odpowiedzialnego za tę politykę rządu pozostaje zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kryzys energetyczny, którego obecnie doświadczamy pokazał, że transformacja energetyczna musi być oparta na zdrowych fundamentach, jakimi są dobrze współpracujące, z powstającymi na dużą skalę źródłami energii odnawialnej, jednostki konwencjonalne stabilizujące pracę systemu elektroenergetycznego. Taki porządek rzeczy wynika z historycznej struktury KSE i znajduje odzwierciedlenie w dokumentach strategicznych dla zarządzania energią i klimatem w Polsce. W raporcie poddaliśmy analizie naszym zdaniem optymalny scenariusz transformacji energetycznej zakładający współpracę konwencjonalnych jednostek węglowych z dynamicznie powstającymi źródłami OZE.

Jednym z kluczowych wniosków z niniejszego opracowania jest to, że postępująca w najbliższych latach dekarbonizacja polskiego sektora elektroenergetycznego w perspektywie do 2050 roku, prowadzić będzie do jego kompletnego przemodelowania. Całkowitej zmianie ulegnie struktura mocy i produkcji energii elektrycznej. Dominującymi technologiami staną się odnawialne źródła energii, w tym elektrownie wiatrowe. Ważnym założeniem, które warunkuje przyrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych jest złagodzenie ograniczeń w zakresie lokalizacji tych obiektów oraz zapewnienie odpowiedniego bilansowania ich pracy i mocy rezerwowej w jednostkach konwencjonalnych.

Efekty uzyskane w trakcie prac badawczych programu „Bloki 200+", realizowanego na zlecenie NCBiR, uwidoczniły, iż eksploatowane od dłuższego czasu w Polsce bloki węglowe, zaprojektowane do pracy w podstawie KSE, ciągle mają potencjał modernizacji w kierunku zwiększenia ich elastyczności oraz do pracy jako jednostki szczytowo-rezerwowe. Osiągnięte wyniki są zbliżone do parametrów uzyskiwanych przez bloki gazowo-parowe, jednak biorąc pod uwagę obecną sytuację geopolityczną oraz koszty związane z budową nowych bloków gazowo-parowych, wybór istniejących bloków węglowych klasy 200 MW do pełnienia roli jednostek szczytowo-rezerwowych w systemie elektroenergetycznym na najbliższe lata jest bezdyskusyjny.

Dużym wyzwaniem pozostaje jednak zapewnienie efektywności finansowej w zakresie inwestycji niezbędnych dla modernizacji istniejących jednostek węglowych, jak i kosztów operacyjnych związanych z ich eksploatacją. Z uwagi na niższą sprawność bloków 200 MW w porównaniu z innymi blokami węglowymi o mocy 360, 500 oraz 1000 MW w KSE, dwusetki są blokami o najwyższych kosztach zmiennych. Po zakończeniu rynku w 2025 r. mocy koszty funkcjonowania tych bloków w systemie rosną lawinowo. Taką tezę potwierdza przeprowadzone w raporcie modelowane ścieżki tzw. missing money dla bloków 200 MW. Wykonana przez naszych ekspertów analiza wskazuje na ok. 8,8 mld zł luki w finansowaniu w całym okresie 2023-2035 oraz ok. 14,5 mld zł luki w finansowaniu w latach 2026-2035. Powyższe wynika z faktu, że w początkowych latach analizy występuje dodatnia różnica pomiędzy przychodami a kosztami funkcjonowania tych bloków, co zmniejsza lukę w finansowaniu w perspektywie całego okresu analizy. Po 2026 roku luka w finansowaniu przyjmuje charakter trwały, co oznacza, że do roku 2026 nie ma problemów z ich finansowaniem.

Po 2026 r. luka w finansowaniu przyjmuje jednak charakter trwały, co wynika głównie z braku możliwości dalszego wsparcia dla bloków klasy 200 MW z mechanizmu rynku mocy, który po roku 2025 nie będzie mógł obejmować jednostek wytwórczych, które emitują więcej niż 550 g CO2/kWh.

Wskazane byłoby zatem wdrożenie mechanizmu pozwalającego z jednej strony na utrzymanie żywotności węglowych jednostek wytwórczych co najmniej przez okres, w którym ich generacja będzie niezbędna dla prawidłowej pracy KSE lub jako moce rezerwowe dla mocy pogodowo zależnych, a z drugiej strony – wkomponowanie w ten mechanizm instrumentów zarządzania zmianą w strukturze wytwarzania energii elektrycznej pozwalających na stopniowe, skoordynowane zastępowanie jednostek węglowych mocami nisko- lub zeroemisyjnymi. W związku z powyższym w przedmiotowym opracowaniu zaproponowane zostały autorskie założenia dla takiego mechanizmu, który został określony mianem „mechanizmu transformacji sektora energetycznego" (MTSE) w celu wyraźnego odróżnienia go od mechanizmu zdolności wytwórczych. W związku z koniecznością zapewnienia zgodności tego mechanizmu z celami polityki klimatycznej UE opartej na European Green Deal zaproponowany w raporcie mechanizm ma charakter przejściowy i zakłada stopniowe wygaszanie w czasie jednostek węglowych z największymi kosztami zmiennymi produkcji oraz największymi współczynnikami emisyjności.

Reasumując, na podstawie analiz wykonanych w niniejszym raporcie, nie ma wątpliwości, iż czeka nas perspektywa współdziałania rosnących w siłę wielkoskalowych źródeł odnawialnych ze stanowiącymi podstawę systemu energetycznego blokami na 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 uwarunkowaniach regulacyjnych bloki wykorzystujące paliwa konwencjonalne, takie jak węgiel, będą niezbędnym elementem zmiany technologicznej w kierunku wyznaczanym przez politykę klimatyczną z jednoczesną gwarancją wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii po akceptowalnym koszcie wytworzenia.

TAURON

Zielony zwrot z czarnej energii w stronę OZE

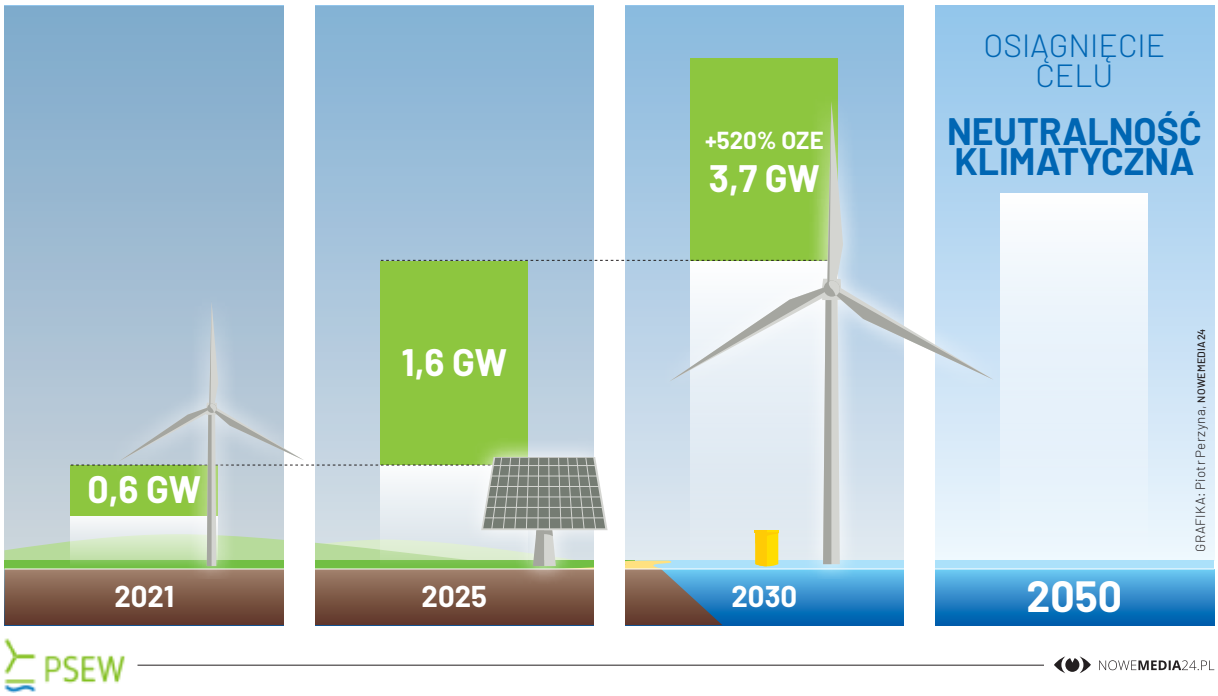
Grupa ogłosiła w 2019 r. aktualizację swoich kierunków strategicznych określaną jako Zielony Zwrot Taurona. Strategia ta, będąca uzupełnieniem Strategii Grupy opublikowanej w 2016 r., wprowadziła zmiany kierunku rozwoju w stronę odnawialnych źródeł energii. Spółka jako pierwsza w Polsce zapowiedziała działania stanowiące odpowiedź na wyzwania krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w związku z wprowadzoną na poziomie unijnym polityką klimatyczno-energetyczną. Opisana strategia Zielonego Zwrotu wyznacza kamienie milowe na lata 2025, 2030 oraz na rok 2050, w którym Grupa osiągnąć ma neutralność klimatyczną. W 2022 r. spółka ogłosiła nową strategię – *Zielony Zwrot Taurona Energia na okrągło*, w ramach której przyjęte zostały ambitniejsze cele związane ze wzrostem mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach energii.

Obecnie Grupa dysponuje następującymi aktywami OZE:

- 9 elektrowniami wiatrowymi o łącznej mocy ponad 380 MW,
- 34 elektrowniami wodnymi o mocy 132 MW,
- 3 elektrowniami fotowoltaicznymi o mocy 19 MW.

Do 2025 r. Grupa planuje posiadać aktywa OZE o łącznym wolumenie 1600 MW mocy zainstalowanych. W horyzoncie do 2030 r. wolumen ten ma zostać zwiększony do 3700 MW (w tym 1100 MW w elektrowniach wiatrowych oraz 1400 MW w elektrowniach fotowoltaicznych). Będzie to stanowić ok. 80 proc. całego miksu wytwórczego firmy. Nakłady inwestycyjne na budowę farm fotowoltaicznych i wiatrowych, a także na modernizację elektrowni wodnych sięgnąć mają niemal 17 mld złotych, co stanowić będzie 35 proc. wszystkich przewidywanych nakładów w perspektywie 2030 r. Na początku lat trzydziestych Grupa planuje uruchomić farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim o łącznej mocy ok. 1000 MW. Podmiot planuje utrzymać także potencjał w energetyce wodnej, a w przypadku wystąpienia korzystnego otoczenia regulacyjnego zakłada rozwój tych aktywów, w tym budowę elektrowni w technologii szczytowo-pompowej.

ZMIANA MIKSU ENERGETYCZNEGO GRUPY TAURON



Przykładem silnego rozwoju instalacji OZE jest zakup projektu farmy wiatrowej Mierzyn, dzięki któremu spółka zwiększy swoje zielone moce o prawie 60 MW. Inwestycja ta zlokalizowana jest w północno-zachodniej Polsce, a jej wartość oszacowano na ok. 500 mln złotych. Będzie to druga pod względem zainstalowanej mocy farma wiatrowa Grupy. Akwizycja projektu i budowa farmy wiatrowej Mierzyn, zgodnie z przyjętymi założeniami, zostanie zakończona do końca 2024 r. Obecnie projekt jest w fazie gotowości do budowy.

W poprzednich latach spółka podejmowała liczne działania związane ze zwiększeniem aktywów OZE – w 2019 r. podwojono moce wiatrowe poprzez akwizycję pięciu farm w północnej Polsce. Grupa aktualnie dysponuje dziewięcioma elektrowniami wiatrowymi, w których energię elektryczną wytwarzają 182 turbiny wiatrowe o łącznej mocy ponad 380 MW. Dodatkowo, w grudniu 2020 r. spółka kupiła projekt farmy wiatrowej o docelowej mocy 30 MW. Na elektrownię zlokalizowaną na terenach gmin Wolbórz i Moszczenica w powiecie piotrkowskim składa się łącznie 15 turbin wiatrowych, każda o mocy 2 MW. Farma planowo wyprodukuje 90 GWh energii rocznie, co zaspokoi zapotrzebowanie na prąd ok. 35 tys. gospodarstw domowych.

W czerwcu 2021 r. spółka kupiła też spółkę celową wraz z prawami do projektu budowlanego, której zadaniem jest wybudowanie farmy wiatrowej o łącznej mocy 6 MW. Inwestycja prowadzona jest w gminie Milejewo, powiat elbląski, województwo warmińsko-mazurskie W maju spółka zakończyła tam montaż turbin wiatrowych. Założenia zwiększenia mocy w farmach wiatrowych będą w kolejnych latach nadal konsekwentnie realizowane poprzez rozwój własny projektów oraz akwizycje rynkowe.

Wraz ze zwiększaniem mocy w wietrze spółka realizuje projekty budowy farm fotowoltaicznych. W grudniu 2020 r. w Jaworznie, na terenie dawnej elektrowni węglowej, uruchomiono pierwszą farmę fotowoltaiczną budowaną w ramach programu Tauron PV. Program zakłada eksploatowanie farm fotowoltaicznych o łącznej mocy do 150 MW. Farmy powstają na terenach poprzemysłowych należących do Grupy.

Wyznaczona trajektoria ma na celu doprowadzenie Grupy do neutralności klimatycznej w 2050 r., zgodnie z wyznaczonymi na szczeblu unijnym celami. Realizacja tego założenia, wraz z opisanym stopniowym odchodzeniem od źródeł emisyjnych w kolejnych latach, możliwa będzie dzięki inwestycjom w OZE przy równoczesnej dekarbonizacji działalności poprzez wydzielenie bloków węglowych do Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego. Realizacja rządowego Programu transformacji sektora elektroenergetycznego spowoduje w perspektywie 2030 r. skokowe ograniczenie emisyjności CO2 – o ok. 78 proc. To najszybsze zakładane tempo redukcji emisji CO2 w polskiej energetyce.

Wraz ze wzrostem mocy zainstalowanych w OZE Grupa zakłada rozwój systemów zarządzania energetyką rozproszoną, a także narzędzi prognozowania i bilansowania produkcji oraz przewidywania awarii. Dziś spółka dysponuje m.in. systemem wirtualnej elektrowni, umożliwiającym zagregowanie potencjału wytwórczego i regulacyjnego rozproszonych źródeł OZE, a także rozwija kompetencje szybkiego prognozowania produkcji energii ze źródeł odnawialnych w odstępach 15-minutowych.

Zgodnie z założeniami paliwem stabilizującym miks energetyczny Grupy będzie gaz wykorzystywany w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych. Spółka analizuje też możliwości udziału w budowie Małych Reaktorów Modułowych (SMR) oraz wykorzystanie ich do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji. Jednostki te mogłyby zostać usytuowane np. w lokalizacjach obecnych elektrowni węglowych.

Największy strumień finansowy, prawie 24 miliardy złotych, skierowany zostanie na inwestycje w infrastrukturę dystrybucyjną, umożliwiając m.in. przyłączanie nowych odbiorców oraz źródeł OZE, modernizację, automatyzację i cyfryzację sieci elektroenergetycznych. W świetle dynamicznie zmieniającej się struktury wytwarzania energii elektrycznej kluczowym wyzwaniem będzie utrzymanie przewagi konkurencyjnej opartej o nowoczesną sieć dystrybucyjną na mocno zurbanizowanych obszarach Polski.

FAMUR

Od węgla do słońca i wiatru, spółka zmienia się w zielony holding.

Wyprodukowane przez katowicką fabrykę systemy ścianowe i kombajny pracują w kopalniach od Europy przez Stany Zjednoczone po Chiny. Jednakże w drugi wiek swojej działalności spółka – powstała w 1922 r. – wchodzi z nową strategią, której fundamentem jest transformacja w holding inwestujący w zieloną energię. Spółka rozwija działalność w sektorze OZE, w tym między innymi w obszarze energetyki wiatrowej. Niedawno podpisała list intencyjny z EDF Renewables w zakresie ewentualnej współpracy przy projektach w sektorze energetyki wiatrowej, pozyskała pierwsze zamówienia na remonty przekładni turbin wiatrowych, a także zaczęła świadczyć usługi serwisowe na farmach wiatrowych.

Nowa strategia Grupy zakłada, że do końca 2024 r. przychody spółki będą w ok. 70 proc. pochodzić ze źródeł niezwiązanych z węglem energetycznym. Pierwszym krokiem w tym kierunku było zaangażowanie w sektor fotowoltaiczny, poprzez akwizycję w 2021 r. spółki Projekt Solartechnik (PST), zrealizowaną wspólnie z TDJ. Początkowo portfel PV obejmował projekty o mocy ponad 1 GW, jednak w kolejnych miesiącach był on przez PST dynamicznie rozbudowywany dzięki finansowemu wsparciu spółki. Na koniec czerwca 2022 roku szacunkowa łączna moc projektów, na różnym etapie rozwoju, wynosiła ponad 2,1 GW, w tym ok. 309 MW z wygraną aukcją 2019, 2020 i 2021 roku.

Aktualne megatrendy, przyspieszający w skali globalnej proces transformacji w kierunku niskoemisyjnych gospodarek, a także zapowiadane wygaszenie górnictwa węgla energetycznego w Polsce oraz przyjęta przez Radę Ministrów „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r." były jednymi z powodów podjęcia decyzji o modyfikacji kierunków strategicznych spółki.

W tym segmencie Famur może pochwalić się podpisaniem listu intencyjnego z EDF Renewables oraz współpracą z Energą Wytwarzanie w zakresie remontów i konserwacji urządzeń niezbędnych dla zapewnienia nieprzerwanej pracy i pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.

Spółka zaczynała od wielkoskalowych instalacji fotowoltaicznych, a wejście w kolejne segmenty OZE jest konsekwentnym rozwinięciem przyjętej strategii. Obecnie planuje skupiać się na sektorach o największym potencjale wzrostu, a energetyka wiatrowa, zarówno offshore, jak i onshore, jest jednym z takich obszarów.

List intencyjny z EDF Renewables, spółką będącą częścią grupy EDF – jednego z globalnych liderów w dziedzinie energii odnawialnej fotowoltaicznej wiatrowej i słonecznej, był pierwszym krokiem w kierunku sektora wiatrowego.

Ewentualne przyszłe umowy obu spółek mogą być związane m.in. z remontami przekładni turbin wiatrowych należących do EDF, a także udziałem Famuru w projektach offshore, w roli polskiego local content.

W obszarze energetyki wiatrowej potencjał spółki obejmuje silny zespół techniczno-inżynieryjny oraz certyfikowanych serwisantów. Zespół Famuru może pochwalić się wieloletnim doświadczeniem w projektowaniu i budowie urządzeń dla przemysłu, w tym zaawansowanych przekładni również poza segmentem maszyn górniczych. Spółka planuje także przekwalifikowanie w tym kierunku obecnych pracowników serwisu związanych z przemysłem wydobywczym. Zapleczem technicznym jest zakład produkcyjny w Katowicach-Piotrowicach, w którym można prowadzić kompletne remonty i serwis przekładni turbin wiatrowych. Projektowano go właśnie z myślą o sektorze energetyki wiatrowej. Grupa jest w stanie oferować kompleksowe i unikatowe kompetencje związane z remontami przekładni wraz z ich pełnym testowaniem w ramach znajdującej się w jej zakładzie hamowni.

Spółka rozwija się również w kierunku usług serwisu i monitoringu przekładni wiatrowych, o które chce w najbliższym czasie uzupełnić swoją ofertę.

Potwierdzeniem tego trendu jest wielokierunkowa współpraca z Energą Wytwarzanie. Projekty dotyczą głównie części turbin farmy wiatrowej Karścino. Z wykorzystaniem doświadczenia ekip serwisowych spółki, dokonane zostały pomiary i analizy parametrów przekładni w pracujących turbinach. Określono również zalecenia dotyczące dalszej eksploatacji. Dodatkowo pozyskano kilka zleceń, w zakres których wchodzą remonty przekładni, które w normalnych warunkach kwalifikowane byłyby do likwidacji.

Spółka stopniowo staje się holdingiem inwestującym w zieloną transformację. Wejście w kolejne obszary OZE, wśród których energetyka wiatrowa odgrywa istotną rolę, pozwoli spółce kontynuować skuteczną dywersyfikację działalności biznesowej. Od lat firma jest związana z energetyką, co w naturalny sposób sprawia, że myśli o osiągnięciu mocnej pozycji w dynamicznie kształtującym się sektorze energetyki odnawialnej. To obszar, który będzie w najbliższych latach stanowić fundament rozwoju rynku energii w Polsce.

ZIELONE RAFAKO, CZYLI INWESTYCJA W DEKARBONIZACJĘ PRZEMYSŁU

Transformacja energetyczna dotyczy w zasadzie każdej sfery gospodarki, w szczególny sposób wpływa na kierunki rozwoju energetyki i ciepłownictwa systemowego, ale także przemysł. Potrzeba dekarbonizacji procesów technologicznych staje się pilnym wyzwaniem.

Dostrzega to Rafako, które jest największym polskim dostawcą rozwiązań technologicznych dla sektora energetyki konwencjonalnej i ciepłownictwa. Tak jak przez kilka dekad spółka uczestniczyła w realizacji projektów o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego, tak teraz przedsiębiorstwo planuje aktywnie uczestniczyć w modernizacji ciepłowni i elektrociepłowni. Będzie to możliwe dzięki modernizacji lub zabudowie nowych źródeł cieplnych, które będą zintegrowane

z odnawialnymi źródłami energii oraz magazynami ciepła. Takie koncepcje techniczne Rafako opracowało w projektach „Ciepłownia przyszłości" oraz „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym" dla Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Spółka wykorzystuje te do tego, aby rozwijać i wdrażać te koncepcje w inwestycjach samorządowych, których celem będzie podnoszenie efektywności procesów wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej.

Te same rozwiązania technologiczne można – po odpowiednim dostosowaniu do rzeczywistych potrzeb inwestycyjnych – zastosować w przypadku energochłonnych zakładów produkcyjnych i przemysłowych. Z uniwersalności tych rozwiązań chce skorzystać spółka, dlatego uruchomiła projekt „Zielone RAFAKO". Jego celem jest modernizacja istniejącej kotłowni zakładowej spółki zasilającej w CWU oraz CO w Raciborzu. Głównym założeniem projektu jest ograniczenie emisji szkodliwych substancji pochodzących z kotłowni węglowej i zastąpienie części udziału produkcji ciepła z odnawialnych źródeł energii. Obecnie trwają prace analityczno-koncepcyjne, ich rezultatem będzie określenie wariantu modernizacji, który będzie najkorzystniejszy ekonomicznie i technologicznie. Opracowane zostanie studium wykonalności systemu ciepłowniczego zaopatrującego przedsiębiorstwo w energię z maksymalnym udziałem OZE, które będzie uwzględniało najlepsze praktyki rynkowe opracowane w projektach Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Technologie, które są rozważane do implementacji:

- kolektory słoneczne,
- kocioł elektrodowy przetwarzający niezbilansowaną, tanią energię elektryczną z farm wiatrowych na zeroemisyjne ciepło,
- sezonowy magazyn ciepła typu PTES w kształcie odwróconego ściętego ostrosłupa o podstawie prostokąta. Zabudowa tego typu magazynów jest ekonomicznie najbardziej opłacalna,
- pozostała ilość energii w ciągu roku będzie dostarczana przez technologie nieodnawialne.

W analizie uwzględniamy możliwość implementacji źródeł gazowych, przyłączenia do ciepłowni miejskiej PGNiG Termika Racibórz lub pozostawienie istniejących kotłów węglowych pracujących jako źródło szczytowe.

Rozwiązania zakładają wykorzystanie predykcyjnego systemu sterowania, który pozwoli na bilansowanie systemu ciepłowniczego w czasie rzeczywistym z uwzględnieniem prognozy zapotrzebowania na energię cieplną i elektryczną.

ECOL SP. Z O.O.

Od energetyki konwencjonalnej i przemysłu ciężkiego do energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej.

Przedsiębiorstwo wywodzące się z Rybnika jest specjalistyczną firmą zajmującą się szerokim spektrum usług serwisowych w obszarze utrzymania ruchu i remontów aktywów technicznych w energetyce zawodowej i innych zakładach przemysłowych. Specjalnością firmy są kompleksowe usługi outsourcingu zarządzania i realizacji utrzymania ruchu w zakresie smarowania urządzeń parku maszynowego. Realizacja zadań odbywa się przez pięć wyspecjalizowanych jednostek biznesowych prowadzących 10 oddziałów wykonawczych rozlokowanych w całej Polsce.

Spółka została powołana w 1992 r. w ramach restrukturyzacji Elektrowni Rybnik, jako spółka pracownicza pomiędzy przedsiębiorstwem Elektrownia Rybnik a grupą ówczesnych pracowników zakładu, wywodzących się w większości z Wydziału Gospodarki Smarowniczej.

Jednym z pierwotnych zadań powołanej spółki była obsługa outsourcingowa Elektrowni Rybnik (wyposażonej w 8 bloków energetycznych 200 MWe). Była to w głównej mierze obsługa w obszarze smarowania urządzeń, obsługa dostaw mazutu i eksploatacji urządzeń mazutowni i specjalistycznych czyszczeń urządzeń energetycznych, w tym zwłaszcza czyszczenia i płukania układów olejowych turbin.

Początek drugiej dekady XXI wieku zapoczątkował rozwój usług diagnostyki olejowej (m.in. badania olejów i smarów) i znaczącą inwestycję w ultranowoczesne laboratorium diagnostyki olejowej i tribologicznej, znajdujące się w głównej siedzibie spółki w Rybniku.

Warto podkreślić, że przedsiębiorstwo posiada jako jedno z siedmiu laboratoriów na świecie oferujących kompleksowe badania smarów plastycznych technologią GreaseThief®.

Wyprodukowanie przez Rafinerię Gdańską, na potrzeby Ecol, pierwszych nowoczesnych polskich olejów turbinowych „Remiz" w 1993 r. stało się jednym z kamieni milowych w rozwoju firmy. Pozwoliło na rozszerzenie działalności dystrybucyjnej olejów na całą, polską, energetykę zawodową i przemysłową oraz śląskim przemyśle ciężkim – w górnictwie, hutnictwie i koksownictwie. Oleje „Remiz" stały się istotnym produktem dla funkcjonowania polskiej energetyki.

Kolejnym ważnym w historii momentem było rozpoczęcie świadczenia usług hydrodynamicznego czyszczenia i płukania układów olejowych turbin parowych – po raz pierwszy w Polsce zrealizowanej przez Ecol na rzecz Elektrowni Rybnik na bloku nr 3. Rozpoczęty wówczas proces modernizacji bloków 200 MW w elektrowniach w: Rybniku, Ostrołęce, Jaworznie i kilku innych pozwolił na dynamiczne rozwinięcie, na szeroką skalę, usług czyszczenia układów olejowych turbin 200 MW. Połączenie tych usług z branżową dystrybucją olejów turbinowych „Remiz" oraz innych olejów przemysłowych umożliwiło dalszy rozwój w szeroko rozumianej branży energetycznej w Polsce, a nawet w kilku zagranicznych zakładach w Kraju Morawsko-Śląskim w Czechach.

Połączenie wielu czynników, m.in. know-how z zakresu środków smarnych, znajomości zagadnień eksploatacji maszyn oraz jakości świadczonych usług, w połączeniu z rozpoznawalnością marki Ecol, umożliwiło pozyskanie kontraktów na badania olejów z urządzeń turbin wiatrowych.

Zbiegło się to ze stopniowym powstawaniem coraz większej liczby farm wiatrowych w Polsce. Z upływem czasu usługi diagnostyki olejowej i inżynierii smarowniczej dla klientów z branży energetyki wiatrowej stanowiły coraz większy wolumen w działalności firmy. Sukcesywnie rosła też liczba operatorów powierzających firmie usługi serwisowe związane z dostawami i wymianami olejów w przekładniach turbin wiatrowych.

W roku 2020 spółka postanowiła rozwijać wydzieloną część działalności związaną z energetyką wiatrową pod marką Ecol4wind. Obejmuje ona kompletną linię usług przeznaczonych do procesów smarowania urządzeń w turbinie wiatrowej. Są to: wymiany olejów i smarów, filtracje i płukania układów olejowych, płukania smarem łożysk głównych, tribologiczną diagnostykę olejową i diagnostykę olejów transformatorowych oraz oczywiście dostawy olejów. W ramach strategicznej współpracy branżowej z LOTOS Oil zostały wyprodukowane polskie oleje i smary z rodziny Aeromil, a spółka z Rybnika wzięła na siebie zadanie wdrożenia ich w branży wiatrowej.

Usługi, w ramach pakietu Ecol4wind, realizowane są przez wyspecjalizowanych i przeszkolonych pracowników z wybranych oddziałów realizacyjnych/wykonawczych serwisowych spółki w Polsce – co zapewnia szybkie reagowanie w optymalnym przedziale kosztowym. Warto podkreślić, że służby realizacyjne powstawały o oparciu o fachowców dotychczas pracujących w energetyce konwencjonalnej i przemyśle w ramach śląskich oddziałów serwisowych.

Obecne doświadczenie oraz wiedza inżynieryjna sprawiają, że spółka może być partnerem przy współpracy zarówno w projektach będących już w trakcie eksploatacji, jak również tworzyć tzw. local content przy nowo budowanych farmach wiatrowych na lądzie i na morzu.

Rozwój działalności w branży wiatrowej dokonał się również dzięki wstąpieniu spółki do PSEW – które umożliwia dalsze budowanie rozpoznawalności marki Ecol/Ecol4wind oraz lepsze rozumienie zmian w branży.

W sierpniu 2022 r. zatrudnienie spółek w grupie (w Polsce, Czechach i USA) sięga 400 osób. Roczna liczba próbek olejów i smarów z elektrowni wiatrowych przekracza 14 tys., a liczba maszyn obsługiwanych serwisem olejowo-smarowniczym przekroczyła 20 tys.

Warszawa, wrzesień 2020

WĘGIEL+WIATR

OZE I ŹRÓDŁA KONWENCJONALNE
DLA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

©Copyright by Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
Warszawa, wrzesień 2022

WYDAWCA:

POLSKIE STOWARZYSZENIE ENERGETYKI WIATROWEJ

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
ul. Mariana Langiewicza 14/4
70-263 Szczecin

psew.pl

REDAKCJA:
Michał Niewiadomski

Tomasz Dąbrowski
Maciej Gacki
Janusz Gajowiecki
Piotr Kacejko
Szymon Kowalski
Kamil Moskwik
Justyna Mosoń
Remigiusz Nowakowski
Grzegorz Tobiszowski

Projekt graficzny, produkcja
Piotr Perzyna

NOWEMEDIA24.PL

PARTNERRZY MERYTORYCZNI

DISE ENERGY

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

WĘGIEL+WIATR

OZE I ŹRÓDŁA KONWENCJONALNE
DLA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

psew.pl

POLSKIE STOWARZYSZENIE
ENERGETYKI WIATROWEJ