



Dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki AGH / Główny Instytut Górnictwa

## Wyzwania w zakresie remontów i eksploatacji bloków węglowych

w świetle projektu polityki energetycznej PEP 2040 i wyników aukcji na rynku mocy, a także innych wydarzeń i regulacji wprowadzonych w 2018 r.

**R**ok 2018 w energetyce i co dalej? Miniony rok był niezwykle obfity w wydarzenia i rozstrzygnięcia ważne dla polskiej energetyki. Prześledźmy najważniejsze wydarzenia i wprowadzone regulacje.

Notyfikacja ustawy wprowadzającej rynek mocy, a następnie przeprowadzenie aukcji na kolejne trzy lata, tj. 2021-2023, w wyniku których uzyskano całkiem dobry poziom płatności za każdy zamówiony MW mocy, to dobry prognostyk dla operatorów elektrowni węglowych. Od 2021 r. pojawi się strumień płatności, który zapewni utrzymanie części jednostek w gotowości do pracy na kurczącym się dla bloków węglowych rynku energii. Jednocześnie w ramach uzgodnień międzyrządowych dotyczących Pakietu Zimowego KE, w Rozporządzeniu rynkowym wprowadzony został limit na jednostkową emisję CO<sub>2</sub> dla jednostek, które mogą skorzystać z płatności z rynku mocy, w wysokości 550 kg/MWh. Oznacza to, że po 2025 r., po pięcioletnim okresie derogacji, bloki klasy 200 MW i 360 MW, także te modernizowane, nie będą mogły być wynagradzane z tytułu udziału w rynku mocy.

W listopadzie 2018 r., tuż przed COP 24 w Katowicach, Minister Ener-

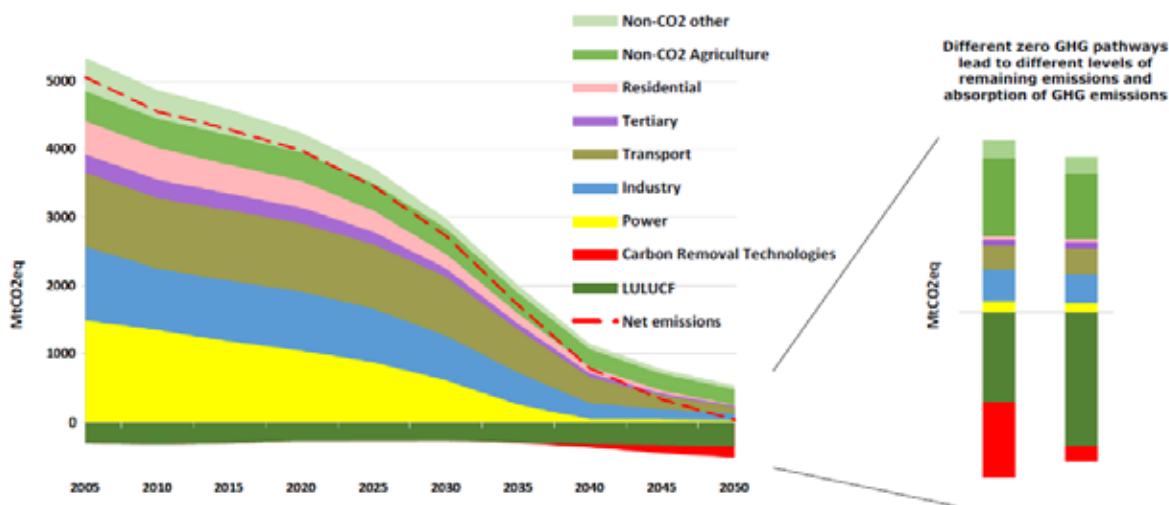
gii przedstawił projekt **Polityki energetycznej PEP 2040**. Przedstawił w niej cele polskiej polityki energetycznej na tle celów UE, zwłaszcza w obszarach redukcji emisji gazów cieplarnianych, produkcji energii odnawialnej i efektywności energetycznej, które stanowią wkład w realizację celów unijnych, a które odbiegają in minus od ambicji europejskiej polityki klimatyczno-energetycznej. Polityka zakłada powolne zmniejszanie procentowe wykorzystania paliw kopalnych do produkcji energii elektrycznej (60% energii z węgla w 2030 r. i 40% w 2040 r.), ale wolumen na podobnym poziomie. Zakłada również pierwszą MWh energii z bloku jądrowego w 2033 r. i ogromny wzrost inwestycji w fotowoltaikę (do 20 GW w 2040 r.) oraz w morskie farmy wiatrowe. Rozpisanych zostało osiem kierunków polityki, wraz z działaniami i KPI do osiągnięcia w poszczególnych perspektywach czasowych.

W tym samym czasie, podczas szczytu klimatycznego w Katowi-

cach, Komisja Europejska zaprezentowała dokument pt. „**A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy**”, który zakłada całkowitą dekarbonizację gospodarki europejskiej do 2050 r.

Rysunek 1 przedstawia krzywą spadku emisji gazów cieplarnianych netto do zera w 2050 r. Emisje resztkowe z rolnictwa, przemysłu i transportu mają być zrównoważone przez pochłanianie przez lasy, a także wychwytywanie dwutlenku węgla wraz z przetworzeniem, bądź składowaniem. Od 2040 r. udział emisji gazów cieplarnianych z obszaru energetyki (żółty pasek) jest symboliczny. Czy zmieści się zatem w nim założona w projekcie PEP 2040 produkcja i emisja z polskich elektrowni węglowych?

Te dwie wizje trochę zazgrzytały podczas prezentacji na COP 24, ale każde państwo członkowskie ma prawo do reprezentowania własnych in-



Rys. 1. Krzywa emisji gazów cieplarnianych netto do 2050 r. w scenariuszu 1.5 C.,

Źródło: Komunikat KE z 28 XI 2018: „A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”

teresów i obrony gospodarki przed nadmiernymi kosztami transformacji sektora energii.

Pod koniec 2018 r., wraz z nadejściem zimy, odżył temat jakości powietrza i skuteczności realizacji Programu „Czyste powietrze”. W tym kontekście wspomnieć należy o wprowadzonej Rozporządzeniem Ministra Energii z początkiem tego roku taryfie „antysmogowej” dla osób wykorzystujących energię elektryczną m.in. do celów grzewczych. Przesunięcie miejsca spalania węgla z pieców w gospodarstwach domowych do elektrowni i elektrociepłowni, a następnie wykorzystanie tych mediów do ogrzewania miało być sposobem na walkę ze smogiem. Jak na razie taryfa nie zdobyła zaufania odbiorców.

W styczniu 2019 r. Minister Energii we współpracy z Ministrem Środowiska skierował do publicznych konsultacji projekt Krajowego Planu Energii i Klimatu (KPEiK). Dokument ten przewidziany jest rozporządzeniem w sprawie zarządzania unią energetyczną i winien przedstawić krajowy program zmniejszenia emisyjności gospodarki w obszarach objętych i nieobjętych ETS, tak aby w wyniku złożenia celów redukcyjnych wszystkich państw członkow-

skich osiągnąć założony poziom redukcji dwutlenku węgla w UE, w 2030 r. o 43% w odniesieniu do 2005 r.

Nadmienić jeszcze należy o regulacjach zwanych kodeksami sieciowymi, które aktualnie są w fazie wdrożenia i najogólniej rzecz biorąc służyć mają pogłębieniu europejskiego rynku energii. W wyniku ich wdrożenia wkrótce możliwy będzie międzynarodowy handel energią na rynku dnia bieżącego, na godzinę przed fizyczną dostawą, a rynki bilansujące zapewnią mają możliwość bilansowania systemu dostawami od operatorów regionalnych, również w procedurze otwartej na konkurencyjne oferty od podmiotów zagranicznych.

I wreszcie na koniec tych wydarzeń, od połowy 2018 r. ceny energii elektrycznej w obrocie giełdowym zaczęły iść do góry, osiągając we wrześniu 2018 r. poziom powyżej 300 zł za MWh w kontraktach base na 2019 r. Jednym z powodów stał się wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, który urósł z poziomu ok. 5 EUR do ponad 20 EUR za emisję tony dwutlenku węgla. Kolejny powód to istotny wzrost cen węgla na rynkach światowych i duży import węgla energetycznego do elektrowni zawodowych, który dodatkowo musi być przewieziony z portów na po-

łudnie Polski. Tylko te dwa czynniki spowodowały impuls kosztowy w wysokości ok 120 zł za MWh.

Jak wyżej przedstawione regulacje, dokumenty i wydarzenia z nimi związane wpłyną na pozycję krajowych wytwórców energii? Co to oznacza dla działalności eksploatacyjnej, modernizacyjnej i remontowej w elektrowniach? Jaka jest wreszcie perspektywa eksploatacji bloków węglowych, zwłaszcza klasy 200 i 360 MW. Czy w 2025 r. nadejdzie pierwsza duża fala odstawiń i likwidacji tych jednostek?

#### □ Jakie strategie remontowe?

Podczas V Konferencji Technicznej „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” w dniach 6-7 marca 2019 r. w Kazimierzu Dolnym/Kozienicach, przedstawiciele grup energetycznych, takich jak: Enea, PGE, Tauron, PAK - prezentowali swoje strategie remontowe w obliczu dużej niepewności i zmienności ruchowej eksploatowanych jednostek węglowych. Ta zmienność, w rozumieniu częstych odstawiń i uruchomień, zmiennego obciążenia, przejęcia funkcji regulacyjnych w systemie, powoduje przyspieszoną degradację jednostek, skraca ich okres żywotności, a także powoduje konieczność częst-



W Konferencji Technicznej „Utrzymanie Ruchu ...” udział wzięło ponad 110 uczestników

szej i specjalistycznej diagnostyki, tak aby zapobiec awariom. Zaprezentowano szereg ciekawych rozwiązań i wdrożeń w elektrowniach, a także propozycji ze strony firm serwisowych.

W obszarze strategii i organizacji działalności remontowo-eksploatacyjnej w szczególności wyróżnić należy:

1. Zagadnienia polityki i strategii remontowej w poszczególnych grupach energetycznych: od własnych służb remontowych wykonawczych, po model: własna grupa specjalistów - w całości zlecony na zewnątrz serwis,
2. Obszar bezpieczeństwa i dyspozycyjności urządzeń w ostatniej fazie ich resursu,
3. Wykorzystanie big data i metod predykcyjnych w utrzymaniu majątku produkcyjnego,
4. Metody preskryptywne utrzymania ruchu,
5. Diagnostyka materiałowa.

W obszarze wdrożeń i modernizacji:

1. Zakres własnej działalności remontowej służb Enea Wytwarzanie i konkretne wdrożenia oraz produkty,
2. Rozwiązania modernizacyjne dla

Elektrowni Pomorzany,

3. Zastosowanie materiałów o podwyższonej odporności na erozję do pyłoprzewodów i palników,
4. Rozwiązania dla młynów,
5. Techniki smarowania.

W obszarze bezpieczeństwa, w tym cyberbezpieczeństwa:

1. Zabezpieczenia urządzeń energetycznych przed cyberatakami,
2. Organizacja służb remontowych w kontekście bezpieczeństwa i komunikacji,
3. Bezpieczna eksploatacja elementów ciśnieniowych bloku energetycznego.

□ **Wyzwania w zakresie remontów i eksploatacji bloków węglowych w świetle projektu polityki energetycznej PEP 2040 i wyników aukcji na rynku mocy, a także innych wydarzeń i regulacji wprowadzonych w 2018 r. - debata**

Na zakończenie Konferencji odbyła się debata poświęcona strategiom re-

montowym urządzeń w ostatniej fazie eksploatacji, kierunkom wykorzystania środków finansowych pochodzących z płatności za moc (od 2021 r.), a także kierunkom inwestowania w nowe moce wytwórcze, czyli próby odpowiedzi na pytanie: co po węglu?

Uczestniczący Konferencji odpowiedzieli także na dwa pytania zadane w ankiecie elektronicznej:

1. W okresie 2025-2035 wycofanych zostanie z eksploatacji ok. 16 GW mocy na węglu kamiennym, a następnie brunatnym (łącznie). Czym zastąpić starą flotę produkcyjną:
  - a) energią jądrową i OZE, tak jak w projekcie PEP 2040,
  - b) generacją węglową, w tym z nowej odkrywki węgla brunatnego, w przyszłości z CCS,
  - c) zwiększony importem, zgodnie z nowymi zasadami nowego, połączonego europejskiego rynku energii i kodeksami sieciowymi,
  - d) generacją rozproszoną, w tym prosumencką,
  - e) inną, dziś jeszcze nie znaną generacją?
2. W związku z regulacjami Pakietu Zielonego i rozstrzygnięciami aukcji na

rynku mocy, większość bloków węglowych klasy 200 i 360 MW nie będzie otrzymywać płatności za dyspozycyjność po 2026 r. i może zostać wycofana z eksploatacji. Jak prowadzić ich eksploatację i gospodarkę remontową u kresu eksploatacji:

- a) Remonty awaryjne. Nie „inwestuje” się w bloki, które wkrótce będą zlikwidowane,
- b) Minimalizacja zakresu i nakładów finansowych, ale tak by wypełnić wymogi umowy mocowej zawartej w wyniku aukcji,
- c) Należy założyć dłuższą perspektywę eksploatacji i politykę remontową. Bloki będą stanowić rezerwę strategiczną w perspektywie r.,
- d) Inne podejście, np. PSE zamawia i płaci za sposób utrzymania danego bloku?

Na pierwsze pytanie za kierunkiem

jądrowo-odnawialnym opowiedziało się 44% ankietowanych, na import energii nie postawił nikt, na pozostałe opcje mniej więcej po równo, czyli od 17 do 20% ankietowanych.

Na drugie pytanie połowa ankietowanych postawiła na dłuższą perspektywę eksploatacyjno-remontową, a ponad 30% na opcję minimalizacji nakładów, ale z zachowaniem wymogów rynku mocy. Remonty awaryjne i inne opcje zyskały minimalną ilość głosów.

Uczestnicy debaty, zanim poznali wyniki ankiety, zaprezentowali swoje poglądy na powyższe tematy, a także inne ważne zagadnienia dla sektora. A oto najważniejsze z nich:

1. Wprowadzenie rynku mocy i płatności z tego tytułu od 2021 r. to korzystne rozwiązanie z punktu widzenia zapewnienia dyspozycyjności przez istniejące bloki węglowe,

w tym finalizowane aktualnie jednostki klasy 1000 MW,

2. Nie udało się zaprezentować jednolitego poglądu co do kierunków inwestowania w nowe moce produkcyjne. Wygłoszono skrajne poglądy od opcji całkowicie odnawialnej po węglową, wskazując na rodzime zasoby węgla. Nie było również jednomyślności co do rozwoju energetyki jądrowej,
3. Kwestie strategii remontowych wskazują na podejście raczej długofalowe. Wydaje się, że pomimo rozwoju nowych źródeł energii, w tym odnawialnej, stare bloki węglowe będą stanowić rezerwę strategiczną w dłuższej perspektywie i do tego należy dostosować politykę remontową,
4. Pojawiły się pewne rozbieżności co do okresu dyspozycyjności technicznej bloków i ich elementów krytycznych w związku z regulacyjnym



Referat wprowadzający pt. „Quo vadis, energetyko? Bieżące i strategiczne wyzwania dla służb inwestycyjnych, remontowych i produkcyjnych” wygłosił Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych w Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.



W debacie udział wzięli (od lewej): Dr inż. Stanisław Tokarski z Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie/ Głównego Instytutu Górnicztwa w Katowicach - Moderator; Dr hab. inż. Janusz Dobrzański, prof. nzw., Kierownik Zakładu Badań Materiałów dla Energetyki, Instytut Metalurgii Żelaza; Krzysztof Figat, Prezes Zarządu, Grupa Kapitałowa Polimex Mostostal; Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.; Dr inż. Jerzy Trzeszczyński, Dyrektor, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.; Andrzej Wicik, Członek Zarządu ds. Zarządzania Majątkiem, Enea Elektrownia Połaniec SA; Dr inż. Krzysztof Zborowski, Wiceprezes Zarządu, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej „RADPEC” SA; Dr inż. Andrzej Ziółkowski, Prezes, Urząd Dozoru Technicznego; Zygmunt Artwik, Wiceprezes Zarządu, Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A.

Partner Główny:



Partner:



Partner Merytoryczny:



Firma Współpracująca:



Organizator:



reżimem pracy i częstymi uruchomieniami. Nie udało się uzyskać jednoznacznej odpowiedzi, czy ryzyko dużych awarii może pojawić się w perspektywie dziesięciu lat i jak go kontrolować,

5. Uczestnicy ocenili, tym razem jednoznacznie, że ryzyko cyberataku na urządzenia wytwórcze należy potraktować bardzo poważnie. Nowe bloki doposażane są w systemy zabezpieczające.

Oceniając kondycję służb remontowych w elektrowniach, zakresy prowadzonych modernizacji i długofalowe po-

dejście do polityki remontowej, a także stosowane nowoczesne podejście do diagnostyki i metod predykcyjnych, uprawnionym wydaje się wniosek o dobrym stanie technicznym istniejących elektrowni węglowych.

Literatura:

1. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku, projekt z 23 XI 2018 r., [www.gov.pl](http://www.gov.pl),
2. Projekt Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, z 04.I.2019 r., [www.gov.pl](http://www.gov.pl),
3. A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral

economy, Komunikat Komisji Europejskiej z 28.11.2018, COM (2018) 773 final,

4. Referaty uczestników V Konferencji Technicznej „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” w Kazimierzu Dolnym/Kozienicach, 6-7 marca 2019 r., dostępne na stronie internetowej Wydawnictwa „Nowa Energia”.

Pełna fotorelacja:

<https://konferencje.nowa-energia.com.pl/utrzymanieruchu/2019/>

fot. NE

