

Dr inż. Stanisław Tokarski,  
GIG / Centrum Energetyki AGH

# Przebudowa czy bloki węglowe do likwidacji w 2025 r.?

Uwagi po VII Konferencji Technicznej „Utrzymanie Ruchu diagnostyka, remonty, modernizacje”

W lutym 2021 r., w dwunastym roku po uchwaleniu poprzedniej polityki energetycznej, Rząd przyjął nową Politykę energetyczną do 2040 r. [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 (nie więcej niż 56% energii z węgla w 2030 r. i nie mniej 11% w 2040 r. - w scenariuszu wysokich cen CO<sub>2</sub>).

Polityka zakłada również pierwszą MWh energii z bloku jądrowego w 2033 r. i ogromny wzrost inwestycji w fotowoltaikę (10 do 16 GW w 2040 r.) oraz w morskie farmy wiatrowe (ok. 11 GW w 2040 r.). W ciągu 20 lat powstanie nowy, zdekarbonizowany system energetyczny! Rozpisanych zostało osiem kierunków polityki, wraz z działaniami i wskaźnikami postępu w realizacji w poszczególnych perspektywach czasowych.

Nowa Polityka energetyczna 2040 uwzględnić musiała przełomowe decy-

zje UE ostatniego roku, zaczynając od konkluzji Rady Europejskiej z 12 grudnia 2019 r. w sprawie neutralności klimatycznej, poprzez konkluzje z 11 grudnia 2020 w sprawie finansowania działań na rzecz odbudowy gospodarki po pandemii i przyjęcie celu ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 55% w 2030 r.

Polskie grupy energetyczne czeka tzw. „zielony zwrot”. Pełnomocnik Rządu ds. Transformacji Sektora Energetyki i Górnictwa oznajmił o przygotowaniach do powołania Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, do której przeniesione

zostałyby wszystkie elektrownie i aktywa węglowe. Nie znane są jak dotychczas szczegóły tej operacji i sposób funkcjonowania elektrowni w nowej organizacji. Wiadomo tylko, że elektrownie węglowe muszą w perspektywie co najmniej dwudziestu lat produkować energię elektryczną i stanowić bezpieczną rezerwę dla nowych, nieciągłych źródeł OZE. Jaki zatem będzie nowy model organizacyjny energetyki wytwórczej? Czy grupy energetyczne podejmą skuteczny program inwestycyjny zastępując stare elektrownie nowymi, mniej emisyjnymi?

Jak zatem 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?

### Plan odstawiń starych mocy węglowych wg PEP 2040

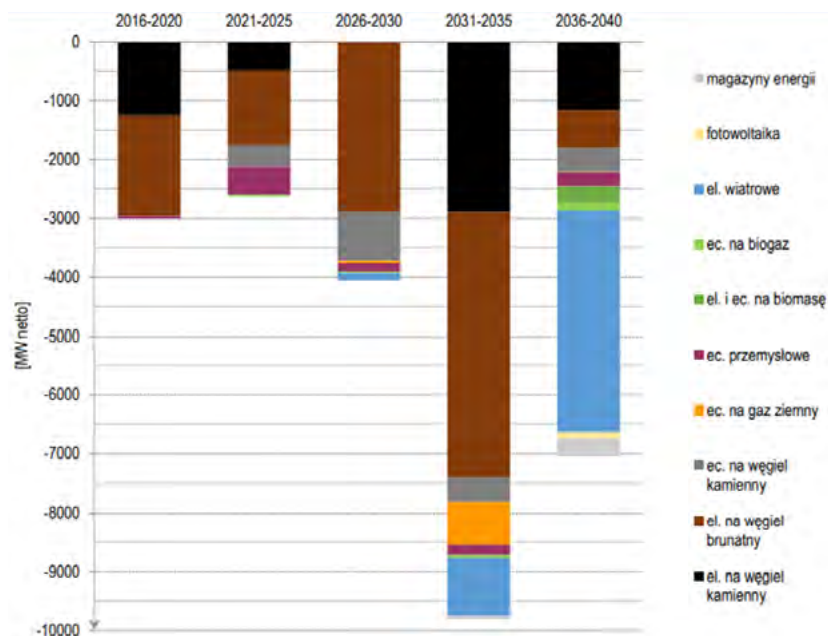
W załączniku nr 2 do PEP 2040 przedstawiono założenia i prognozy związane z rozwojem rynku energii elektrycznej do 2040 r. Między innymi oszacowano wielkość odstawiń mocy węglowych, a w związku z powyższym potrzebę odbudowy w nowych technologiach.

Wg. powyższych założeń do 2035 r. trwale odstawionych zostanie ok 16,5

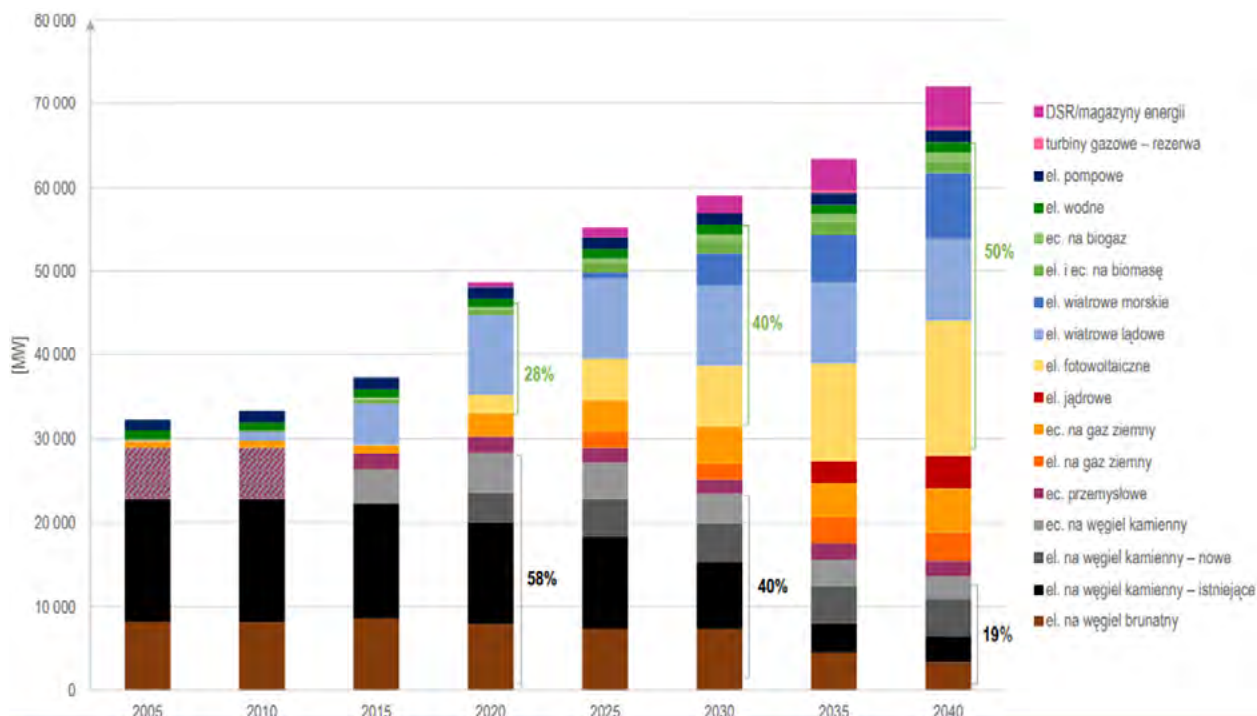
GW mocy. Zakłada się, że przy założonym miksie energetycznym, w 2040 r. potrzeba będzie w KSE ok. 72 GW mocy

wytwórczych w różnych technologiach.

Z przedstawionych założeń wynika, że w krytycznym, z uwagi na zużycie



Rys. 1. Prognoza trwałych odstawiń w KSE do 2040 r.  
Źródło: PEP 2040



Rys. 2. Zapotrzebowanie na moc w różnych technologiach  
Źródło: PEP 2040

techniczne starych elektrowni węglowych i planowany termin oddania do eksploatacji pierwszych 2,6 GW mocy jądrowych, w 2035 r. należy oddać do eksploatacji ok. 31 GW nowych mocy. W tym wspomniane 2,6 GW mocy jądrowych! Tak więc przez każdy kolejny rok, począwszy od 2021 r., KSE winien przyłączać ponad 2 GW nowych mocy, wg. struktury paliwowej przewidzianej w PEP 2040. Jeśli bowiem zbudujemy za dużo mocy fotowoltaicznych, o krótkim okresie pracy w ciągu dnia, to łączne zapotrzebowanie na moc (zwłaszcza o ciągłej generacji) będzie rosło.

PSE w planie rozwoju systemu na lata 2020-2030 [Plan PSE 2020] dokonały niezależnie oceny wystarczalności mocy w systemie elektroenergetycznym, zakładając dwa scenariusze:

- zakończenie wsparcia z rynku mocy dla bloków węglowych po 2025 r.,
- wprowadzenie nowego mechanizmu rezerwy strategicznej dla koniecznej części starych mocy.

Z analizy tej wynika, że w przypadku zaistnienia scenariusza pierwszego należy liczyć się z przekroczeniem wskaźnika bezpieczeństwa dostaw do systemu LOLE już w 2025 r., a po 2027 r. jego pogorszenie zwiększa się lawinowo. Gdy założono brak importu energii wskaźnik LOLE już obecnie przekracza dozwoloną wielkość, tzn. 3 godz./r.

### ■ Jaki program odbudowy mocy w krajowym systemie?

W dokumencie [Plan PSE 2020], sporządzonym na podstawie ankiet i prognoz z 2020 r., wielkość mocy o ciągłej generacji, która została zakontraktowana w kolejnych latach, przedstawia tabela 1.

Z tab. 1 wynika, że moc zakontraktowana w perspektywie 2030 r. jest zbyt mała w porównaniu z potrzebą oddawania ok. 2 GW mocy każdego roku. Czy w związku z tym, z uwagi na ryzyka przesunięcia harmonogramu realizacji ambitnego programu odbudowy mocy w krajowym systemie, należy założyć,

Źródło danych	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ankietyzacja sektora wytwórczego	2 237	2 237	2 237	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169
Aukcje główne na okresy dostaw przypadające na lata 2021, 2022 i 2023	-	2 190	2 190	3 122	3 122	3 122	3 122	3 122	3 122	3 122	3 122
Bieżące informacje pozyskane w procesie przyłączeń	2 237	2 237	2 237	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169	3 169

Tab. 1. Wielkość mocy o ciągłej generacji do oddania w perspektywie 2030 r.  
Źródło: Plan PSE 2020

że część starych bloków powinna zostać poddana głębszym modernizacjom, a część tzw. repoweringowi, czyli zastąpieniu istniejących jednostek węglowych nowymi blokami gazowymi o cyklu kombinowanym? Czy może inwestycje w nowe bloki gazowe, tzw. green field, jest lepszą opcją inwestycyjną na okres przejściowy?

### ■ Kierunki przebudowy i strategii remontowe - wnioski z debaty

Tradycyjnie podczas konferencji odbył się Panel Dyskusyjny pt. „Wyzwania w zakresie eksploatacji bloków energetycznych w świetle polityki energetycznej PEP 2040 i wyników aukcji na rynku mocy, a także innych wydarzeń i regulacji wprowadzonych w 2020/2021 r.”, w którym udział wzięli: **Prof. dr hab. inż. Tadeusz Uhl**, Katedra Robotyki i Mechatroniki, Akademia Górniczo-Hutnicza; **Dr inż. Andrzej Ziółkowski**, Prezes, Urząd Dozoru Technicznego; **Michał Piecha**, Dyrektor, Obszar Zarządzania Majątkiem, Departament Inżynierii i Remontów, TAURON Wytwarzanie S.A.; **Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski**, Zakład Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Warszawska; **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.; **Dr inż. Jerzy Trzeszczyński**, Dyrektor / Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „PRO NOVUM” Sp. z o.o.; **Sławomir Kowalczyk**, p.o. Dyrektora Departamentu Zarządzania Majątkiem, PGE

Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.; **Marek Froehlich**, Dyrektor Inżynierii Grupy Veolia w Polsce, Veolia Energia Polska S.A. oraz **Waldemar Szulc**, Dyrektor, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie.

W Debacie poruszono dwa zagadnienia:

- PEP 2020 zapowiada 20-letni cykl zastąpienia energetyki węglowej nową, nieemisyjną generacją. To jasny sygnał, że bloki węglowe szybko znikną z rynku energii i krajowego systemu. Ale czy jest to możliwe? Nowy potencjał wytwórczy, głównie odnawialny, o nieciągłym charakterze generacji, będzie wymagał rezerwy. Jakie strategie przekształcenia istniejących elektrowni systemowych są racjonalne? Jakie przyszłe wykorzystanie np. Elektrowni Kozienice jest dobrą opcją z punktu widzenia kierunku transformacji, ale i potrzeb systemu?
- Elektrownie, których perspektywa eksploatacyjna ulega skróceniu, a wręcz jest trudna do przewidzenia, stają przed wyzwaniami jak prowadzić procesy eksploatacyjne i remontowe. W związku ze skracającym się ich czasem pracy i malejącymi przychodami, rodzi się pokusa wejścia w tzw. cykl „remontów awaryjnych”. A jak jest w rzeczywistości?

Wnioski i spostrzeżenia z debaty:

- Przekształcenia krajowego systemu elektroenergetycznego warto prognozować w oparciu



Panel Dyskusyjny pt. „Wyzwania w zakresie eksploatacji bloków energetycznych w świetle polityki energetycznej PEP 2040 i wyników aukcji na rynku mocy, a także innych wydarzeń i regulacji wprowadzonych w 2020/2021 r.”

o megatrendy. Jednym z nich jest upodobnianie do zmian w systemie niemieckim z przesunięciem o ok. 10 lat w czasie. Niemcy pla-

nują likwidację ostatniej elektrowni węglowej w 2038 r. Czy zatem zamknięcie elektrowni węglowych w Polsce nastąpi w 2048 r.?

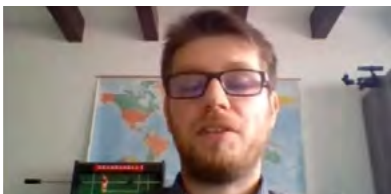
- Stan techniczny i kultura eksploatacji starych bloków węglowych pozwala na możliwość ich eksploatacji do ok. 350 tys. godzin pracy, czyli prze ok. 15 lat, uwzględniając przyszły, regulacyjny i elastyczny reżim działania.
- Aby powyższe stwierdzenie było prawdziwe konieczna jest zaawansowana diagnostyka i bliska współpraca z Urzędem Dozoru Technicznego.
- Pomimo potrzeby rezerwowania systemu elektroenergetycznego w przebudowie, zbyt długie przedłużanie czasu pracy starych węglowych nie jest celowe. Nowy system musi sam „stać na nogi”, bez zbędnej asekuracji.
- Po 2025 r. spodziewać się należy zwiększonej ilości wniosków o trwałe odłączenie bloków węglowych od sieci. Wnioski te dotyczyć będą bloków, które stracą przychody z rynku mocy. Część z tych bloków będzie niezbędna dla bezpieczeństwa KSE i musi być prowadzona jako wynagradzana rezerwa strategiczna systemu (potrzeba określenia formuły wynagradzania i zasad funkcjonowania poza rynkiem energii).
- Strategie remontowe grup energetycznych, pomimo zmniejszających się przychodów, nie przeszły na system „remontów awaryjnych”. Zakresy remontowe podlegają dopasowaniom i ograniczeniom tam, gdzie to możliwe. W zakresie bezpieczeństwa ruchowego nie wprowadza się żadnych ograniczeń.
- Z perspektywy firm świadczących usługi na rzecz sektora wytwarzania wskazywano na możliwe wciąż obszary poprawy efektywności pracy bloków, zwiększania sprawności, czy wreszcie ograniczania emisji do środowiska. Ten aspekt będzie miał znaczenie dla jednostek, które będą musiały dostosowywać się do wymogów BREF przed 2028 r.
- Analiza pracy bloków nadkrytycznych, na przykładzie bloku 460



Referat wprowadzający pt. „Wpływ zmian zachodzących w polskim sektorze elektroenergetycznym na politykę remontową spółek energetycznych” wygłosił Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.



„Diagnostyka dziś i jutro” to tytuł referatu, który wygłosił dr inż. Jerzy Trzeszczyński, Dyrektor / Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „PRO NOVUM” Sp. z o.o.



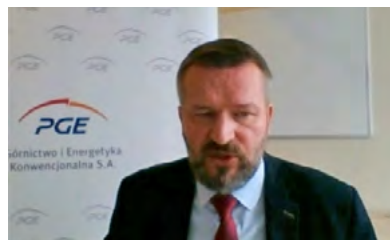
Konsekwencje wyroku Sądu UE w sprawie konkluzji BAT dla energetyki omówił Michał Jabłoński, Z-ca Dyrektora ds. Ochrony Środowiska w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie



Nowoczesne metody prognozowania zużycia elementów w energetyce omówił Roman Górecki, Ekspert Urzędzeń Ciśnieniowych w Urzędzie Dozoru Technicznego



Praktyczne zastosowanie modeli zarządzania oraz narzędzi na przykładzie Projektu Jaworzno 910 MW omówił Adam Kampa, Prezes Zarządu Nowe Jaworzno Grupa TAURON Sp. z o.o.



Doświadczenia eksploatacyjne bloku 858 MW zaprezentował Sławomir Kowalczyk, p.o. Dyrektora Departamentu Zarządzania Majątkiem w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

MW w Łagiszy i 858 w Bełchatowie, wskazuje na główne bolączki okresu dziecięcego pracy tych bloków. Główne trudności i konieczne modernizacje dotyczą układów podawania paliwa i pracy samego kotła. Doświadczenia z blokiem 1075 w Kozienicach, pomimo krótszego okresu eksploatacji, wskazują na podobny zakres problemów. Nie zanotowano - jak dotychczas - problemów z pracą 60 calowych łopat części NP turbiny.

- Doświadczenia z eksploatacji bloków 900 MW w Opolu i Jaworznie nie zostały przedstawione z uwagi na zbyt krótki okres ruchu tych jednostek. Wskazywano na dobre praktyki w prowadzeniu procesu inwestycyjnego na przykładzie projektu Tauron Nowe Jaworzno, jako wartość dodaną przed dużą falą inwestycji w energetyce.
- Przyszłe kierunki wykorzystania aktywów elektrowni węglowych w procesie transformacji to:

- modernizacja pod kątem uelastycznienia i wielkości emisji części młodszych bloków, jako rezerwy krajowego systemu,
- repowering typu „brown field” części bloków węglowych w kierunku gazu, z turbiną gazową, kotłem odzysknicowym i turbiną parową,
- obniżenie emisyjności bloków poprzez współspalanie biomasy (kierunek dla np. Elektrowni Połaniec),
- inwestycje w nowe bloki gazowe, ale z wykorzystaniem infrastruktury i miejsca w systemie elektroenergetycznym.

Deбата online nie pozwoliła na interaktywną wymianę poglądów ze słuchaczami, niemniej dostęp do wiedzy o problemach eksploatacji i utrzymania ruchu w poszczególnych grupach energetycznych umożliwił czerpanie z najlepszych praktyk i unikanie błędów. Stąd mimo pandemii warto nie przerywać ciągu międzypokoleniowej wymiany doświadczeń. □

Partner Merytoryczny:

Organizator:



#### Literatura:

1. [PEP 2040], Polityka energetyczna Polski do 2040 r., D.U. z 10 marca 2021 r., poz. 264.
2. [Plan PSE 2020], Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030, [www.pse.pl](http://www.pse.pl), dostępne 03.2021.
3. Tajduś A., Tokarski S., 2020, RISKS RELATED TO ENERGY POLICY OF POLAND UNTIL 2040 (EPP 2040), Archiwum Górnictwa, 65 (2020).
4. Referaty wygłoszone podczas Konferencji, dostępne [www.nowa-energia.com.pl](http://www.nowa-energia.com.pl)