

Biuletyn

nr 2/2023

**Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeszczyński**



System zarządzania
ISO 9001:2015
ISO 14001:2015
ISO 45001:2018
www.tuv.com
ID 900012483



POLSKA
NAGRODA
JAKOŚCI
XXII edycja 2016
LAUREAT
w kategorii:
średnia organizacja
naukowo-techniczna

nr LB-003/09

35 lat
pro.novum®
1987 – 2022
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Szanowni Państwo,

25. jubileuszowe Sympozjum Pro Novum dobrze koresponduje z wydaniem kolejnego, piątego tomu naszych Biuletynów, opublikowanych w „Energetyce” w latach 2017-2022, który został zademonstrowany uczestnikom Sympozjum. Pokazują one wkład Pro Novum w zapewnienie bezpieczeństwa i dyspozycyjności urządzeń ciepłno-mechanicznych eksploatowanych w polskiej energetyce w okresie prawie 37-letniej działalności. Podstawą naszej działalności są wiedza i doświadczenie zdobyte podczas wykonywania diagnostyki, w której badania były i są nadal ważną, ale tylko jej częścią. W tym czasie nasza Firma uczestniczyła we wszystkich modernizacjach polskiej energetyki, w wielu przypadkach występowała jako aktywny ich uczestnik oferując technologie wydłużające trwałość urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni, wytyczne przedłużania ich eksploatacji oraz oferując diagnostykę wspieraną przez zaawansowane metody analityczne, jak również modelowanie MES konstrukcji elementów, instalacji rurociągowych i urządzeń, jak również procesów wpływających na wyczerpanie ich trwałości.

Uwieńczeniem naszych dokonań w zakresie zaawansowanej diagnostyki jest Metoda Pro Novum poprawy elastyczności bloków klasy 200 MW. Opiera się ona na identyfikacji zapasów trwałości oraz rezerw po stronie sterowania. Kryteria temperaturowe bezpieczeństwa zostały zastąpione przez kryteria naprężeniowe zaimplementowane w Bloku Kontroli Trwałości. Oparta jest w całości na naszej wiedzy z diagnostyki większości bloków klasy 200 MW eksploatowanych w polskiej energetyce. Jesteśmy dobrze przygotowani do wsparcia polskiej energetyki w okresie jej transformacji, zwłaszcza w okresie przejściowym, tj. gdy elektrownie węglowe będą zastępowane... no właśnie, przez jakie? Należę do tych, którzy z rosnącym niepokojem patrzą, jak brak strategii dla energetyki zastępuje... strategię. Od wielu lat nie ma jednego ministerstwa, które odpowiadałoby za stan polskiej energetyki, w tym także za jej transformację. Mamy za to ministerstwo które „odpowiada” za klimat, ...na naszym Globie? Prawdopodobnie czerwoną linię wyznaczającą racjonalną transformację naszej energetyki już przekroczyliśmy. Szybciej od utraty przydatności do eksploatacji urządzeń energetycznych następuje redukcja kompetencji, zwłaszcza w zakresie utrzymania ich stanu technicznego. Towarzyszy jej słabnąca kondycja finansowa konwencjonalnej części energetyki, w tym firm zapewniających dostawy, modernizacje, remonty, diagnostykę i projektowanie. Uwzględniając, nie tylko moją, ocenę stanu naszej energetyki życzę Czytelnikom Biuletynów Pro Novum oraz uczestnikom naszych Sympozjów, aby Nowy 2024 Rok... nie był dla nas jeszcze trudniejszy niż ten, który właśnie dobiega końca.

Jerzy Trzeszczyński

Konieczne warunki do przedłużenia eksploatacji bloków węglowych w okresie przejściowym

Necessary conditions for extending the operation of coal-fired units in the transition period

Artykuł traktuje o warunkach koniecznych do przedłużenia eksploatacji oraz stopniowego bezpiecznego wygaszania węglowych bloków energetycznych w okresie przejściowym transformacji energetycznej.

Słowa kluczowe: bloki węglowe, przedłużenie eksploatacji, transformacja energetyczna

Article exploring the necessary actions needed to prolong the exploitation as well as gradual and safe extinction of the coal power plants during the transition period in polish energy system.

Keywords: coal power plants, to prolong the exploitation, energy transformation

W czasie transformacji sektora energetycznego konieczne jest zapewnienie pewności dostaw energii elektrycznej. Wiąże się to z koniecznością przedłużenia eksploatacji wybranych bloków węglowych. Aby tego dokonać nieuniknione są działania w kierunku spełnienia warunków technologicznych i ekonomicznych, dla zgodności z warunkami przyszłej polityki energetycznej Państwa.

Aktualizacja PEP 2040

Wyniki konsultacji nowelizacji Polityki Energetycznej Polski 2040 z czerwca 2023 wskazały intensywny rozwój sektora wytwarzania energii ze źródeł bezemisyjnych z jednoczesnym utrzymaniem części bloków węglowych w dłuższym okresie. Konieczne jest jednak zapewnienie spójności transformacji technologicznej, a więc odpowiedniej koordynacji dynamicznego rozwoju OZE i przebudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, nieprzygotowanych obecnie na gwałtowny przyrost mocy z rozproszonych źródeł pogodozależnych. Wszystkie te działania muszą odbywać się przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, co wiąże się w pierwszej kolejności z koniecznością zapewnienia ciągłości dostaw energii. Wymaga to też stabilnych dostaw paliw i przygotowania bloków węglowych na działanie w okresie przejściowym. Konieczne jest również opracowanie kompleksowego planu trwałego wyłączenia z eksploatacji kolejnych bloków węglowych.

Wydzielenie aktywów wytwórczych z grup energetycznych

Ułatwienie transformacji sektora energetycznego w kierunku bezemisyjnego wytwarzania energii wymaga wydzielenia aktywów węglowych z grup energetycznych. Pozwoliłoby to na większe możliwości pozyskania finansowania dla rozwoju

technologii bezemisyjnych. Taka transformacja technologiczna pozwoli na usunięcie tzw. śladu węglowego w energii elektrycznej, zmniejszając ryzyko utraty konkurencyjności krajowej gospodarki. Wydzielenie aktywów węglowych wiąże się też z koniecznością określenia nowej struktury właścicielsko-organizacyjnej. Da to szansę na lepszą koordynację sektora energetycznego i węglowego oraz jego równomierne wygaszanie. Jednocześnie pozwoli zapewnić bezpieczeństwo energetyczne w okresie przejściowym z zabezpieczeniem potrzeb bilansu mocy w KSE. Wszystkie powyższe działania wymagać będą utrzymania wysokiego poziomu kompetencji merytorycznych osób odpowiedzialnych za transformację w sektorze energetycznym.

Wsparcie dla rozwoju OZE

Dynamiczny rozwój OZE wiąże się z wieloma wyzwaniami dla sektora węglowego. Ze względu na to, że przyrost mocy będzie przede wszystkim w źródłach niesterowalnych – pogodozależnych, konieczne jest zapewnienie rezerwowania i bilansowania źródłami sterowalnymi, którymi są głównie źródła węglowe. Przede wszystkim konieczne jest przygotowanie dobrego planu oraz dobra koordynacja i zarządzanie stopniowego trwałego ich wyłączenia. W planie powinna być również uwzględniona opcja pozostawiania bloków węglowych w rezerwie strategicznej w dyspozycji Operatora KSE. Niezbędne jest przygotowanie alternatywnego planu na wypadek niedotrzymania terminów przyrostów mocy z OZE i innych źródeł niskoemisyjnych oraz opóźnień w rozwoju energetyki jądrowej. Konieczne jest też przygotowanie się na, dotychczas na razie tylko sporadyczne, scenariusze nadwyżek produkcji energii ze źródeł pogodozależnych ponad bieżące zapotrzebowanie, które w niedalekiej przyszłości będą coraz częstszym problemem w czasie transformacji sektora energetycznego. Rozwiązaniem tego problemu jest stymulacja rozwoju magazynów energii, który jednak na razie jest trudny do zrealizowania ze względu na bardzo wysokie koszty.

Wymagana byłaby też dodatkowa modernizacja całej sieci elektroenergetycznej, aby pogodzić regionalny i lokalny wzrost udziału OZE z koniecznością ich bilansowania przez jednostki centralnie dysponowane.

Zapewnienie stabilnych dostaw paliw

W perspektywie stopniowej stabilizacji, zaburzonego pandemią Covid-19 i wojną w Ukrainie rynku europejskiego należy pilnie zapewnić bezpieczeństwo w sektorze dostaw węgla do elektrowni i elektrociepłowni węglowych. W połowie przyszłego roku należy spodziewać się zakończenia awaryjnie wprowadzonych regulacji ograniczających ceny energii i rozpoczęcia funkcjonowania rynku według wprowadzanych nowych warunków bilansowania systemu. Potrzebna jest stabilizacja i przewidywalność na rynku paliw i energii dla wzmocnienia gospodarki i zapewnienie jej konkurencyjności. Konieczne jest też przygotowanie sektora energetycznego na spodziewane przyszłe światowe kryzysy energetyczne.

Zobowiązania społeczne

Wizja zakończenia regulacji ograniczających ceny energii i gazu oraz neutralizacja dynamicznie zmieniających się cen węgla importowanego i cen uprawnień do emisji CO₂ wymagają dbałości o właściwą konsultację społeczną oraz o przedstawianie planów rozwoju i rzetelnej informacji o skutkach dla budżetów gospodarstw domowych i gospodarki. Niezbędne może być wprowadzenie mechanizmów wsparcia przeciwdziałania ubóstwu energetycznemu.

Bezpieczeństwo KSE

Dla przygotowania programów stabilizacji dostaw i cen paliw kopalnych, utrzymania wystarczających zdolności wytwórczych oraz zapewnienia rezerwowania dla OZE niezbędne jest zaktualizowanie analiz URE i MKiŚ o wystarczalności niezbędnej mocy dyspozycyjnej. Jeżeli w wyniku analiz wskazany zostanie deficyt mocy dyspozycyjnej w kolejnych latach, konieczne będzie uwzględnienie takiego deficytu w planie trwałych włączy źródeł węglowych.

Warunki technologiczne

Przedłużenie eksploatacji bloków węglowych wiąże się ze spełnieniem wymagań technologicznych. Przede wszystkim konieczne jest dostosowanie jednostek wytwórczych do nowych reżimów pracy – bardziej elastycznego działania jako rezerwa dla OZE. Wymaga to wykonania obiektywnej inwentaryzacji stanu technicznego bloków węglowych, wszystkich urządzeń i instalacji pomocniczych i ogólnoelektrowniowych. Konieczne jest przygotowanie odpowiednich modeli biznesowych i jednolitej metodologii oceny kosztów utrzymywanych majątków wytwórczych w celu dokonania optymalnych wyborów bloków do dalszej eksploatacji.



Ważnym aspektem jest też dostosowanie instalacji ochrony środowiska do spełniania nowych wymagań i standardów środowiskowych oraz uwzględnienie zaplanowanego reżimu funkcjonowania jednostek w rozpoczynających się pracach nad tymi regulacjami w UE. W niektórych blokach węglowych konieczne będą również modernizacje w celu zmniejszenia emisji CO₂ dzięki stosowaniu paliwa nieemisyjnego (biomasa) czy instalacji wychwytu CO₂ (CCS).

Warunki ekonomiczne

Zgodnie z obecnymi regulacjami, po roku 2025 nie będzie dozwolone wsparcie z Rynku Mocy dla bloków węglowych z EPS 550. Wiemy, że w KE jest przygotowywana propozycja przedłużenia możliwości wsparcia Rynkiem Mocy źródeł węglowych do końca 2028 roku. Ale bez względu na korektę tej regulacji, po zakończeniu okresu derogacji dla standardów emisyjności CO₂ konieczne jest zaplanowanie innych narzędzi wsparcia dla źródeł węglowych pozostawianych w rezerwie strategicznej. Pozostaną one przez dłuższy czas niezbędne dla Operatora KSE w celu świadczenia usług systemowych i bilansowania-rezerwowania rozwijających się niesterowalnych źródeł OZE.

Warunki regulacyjne

Wdrożenie propozycji wszystkich powyższych działań w celu przedłużenia eksploatacji bloków węglowych wiąże się z przygotowaniem i wprowadzeniem licznych regulacji w postaci ustaw i rozporządzeń. Część z nich będzie musiała być uzgodniona z KE jako uzasadniona pomoc publiczna. Niezbędne jest przygotowanie spójnego Planu w celu zapewnienia możliwości przedłużenia eksploatacji bloków węglowych ze spełnieniem wymagań technologicznych i środowiskowych oraz warunków ekonomicznych. Wymaga to uzgodnienia jednolitych, obiektywnych narzędzi oceny i analiz. Warte rozważenia jest scentralizowanie decyzyjności właścicielskiej i odpowiedzialności za sektor energetyki.

Projekt BLOKI 2025+ Założenia do strategii kontynuowania eksploatacji bloków klasy 200 MW (II)

Aktualny stan implementacji Projektu

Project Power Units 2025+

Assumptions for the strategy for continuing the operation of 200 MW class power units (II)

Current status of the Project implementation

Kontynuowanie eksploatacji bloków klasy 200 MW nie ma racjonalnej alternatywy. Stwarza nadzieję na pokrycie prognozowanego, ujemnego bilansu mocy w polskim systemie elektroenergetycznym po 2025 roku oraz może zapewnić bezpieczne dla KSE zwiększenie generacji ze źródeł OZE. Sprostanie temu wyzwaniu wymaga pilnego opracowania strategii eksploatacji bloków 200 MW, w tym zwłaszcza utrzymania stanu technicznego na poziomie zapewniającym bezpieczeństwo i dyspozycyjność, z uwzględnieniem coraz bardziej regulacyjnego charakteru ich eksploatacji w perspektywie ok. 2035 roku, jak również finansowania tych jednostek po wygaśnięciu wsparcia z Rynku Mocy.

Słowa kluczowe: strategia eksploatacji bloków 200 MW, utrzymanie stanu technicznego urządzeń, bezpieczeństwo, dyspozycyjność, regulacyjny charakter eksploatacji

Continuation of the operation of 200 MW class power units has no rational alternative. It gives hope to cover the projected negative power balance in the Polish power system after 2025 and may ensure increase in generation from renewable sources, which will be safe for the National Power System. Meeting this challenge requires an urgent development of a strategy for the operation of 200 MW units, including in particular maintaining the technical condition at a level ensuring safety and availability, taking into account the increasingly regulatory nature of their operation, in the perspective of around 2035, as well as financing these units, and the expiry of support from the Capacity Market.

Keywords: operation strategy of 200 MW units, maintaining the technical condition of devices, safety, availability, regulatory nature of operation

Geneza Projektu

Projekt BLOKI 2025+ powstał prawie półtora roku temu z inspiracji osób od lat związanych z polską energetyką, jednocześnie posiadających rozległą wiedzę o energetyce nie tylko polskiej. Od tego czasu był wielokrotnie konsultowany i prezentowany publicznie, a niektóre jego komponenty zastosowano w praktyce, zwłaszcza te, które od wielu lat są w energetyce z sukcesem wykorzystywane. **Projekt BLOKI 2025+** oparto na wiedzy i doświadczeniu, jakie posiadamy po ponad 40-tu latach eksploatacji, utrzymania technicznego i modernizacji bloków 200 MW, jak również na wykorzystaniu współczesnych metod analiz wytrzymałościowych z wykorzystaniem metod MES i bliźniaków cyfrowych oraz systemów diagnostycznych zintegrowanych z eksploatacją bloków energetycznych rozwijanych od ponad 20-tu lat, w których zaimplementowano algorytmy z „Wytycznych przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW [5] oraz kryteria mechaniki pęknięcia, z czym wiąże się nowe podejście do oceny bezpieczeństwa oraz określania zapasów trwałości [7,8,14].

Transformacja energetyki trwa tak długo jak ona istnieje. Jej tempo było i nadal powinno być dostosowane do rozwoju dojrzałych technicznie źródeł generacji oraz do akceptowalnych kosztów tego procesu. W przeciwnym wypadku trudno taki proces wiązać z bezpieczeństwem energetycznym Państwa. Należy pamiętać, że ważnym warunkiem bezpieczeństwa energetycznego są kompetencje, zwłaszcza w zakresie utrzymania stanu technicznego majątku produkcyjnego elektrowni. Dotąd koniecznymi kompetencjami w zakresie utrzymania stanu technicznego znacznej części bloków węglowych dysponują polskie firmy remontowe i diagnostyczne oraz polscy specjaliści. Można mieć obawy, czy ten fakt jest brany pod uwagę przy budowie nowych bloków, którym nie towarzyszy offset technologiczny, za to towarzyszy 10-12-letni serwis LTSA dostawcy.

Wiadomo, że eksploatowane aktualnie bloki węglowe weszły w ostatnią fazę eksploatacji. Z dużą dozą pewności należy przyjąć, że nowe nie zostaną wybudowane. Mogą jednak, nawet te długo eksploatowane, wesprzeć racjonalną transformację naszego systemu elektroenergetycznego w tzw. przejściowym jej okresie. Ich wycofanie z eksploatacji powinno być odpowiednio zsynchronizowane nie tylko z budową nowych źródeł nisko- czy zeroemisyjnych, ale także z potwierdzeniem ich jakości i praktycznej przydatności.

Projekt BLOKI 2025+ zawiera założenia techniczne, które można względnie łatwo i szybko wykorzystać przy kwalifikowaniu elementów krytycznych, zwłaszcza bloków klasy 200 MW, do przedłużonej eksploatacji oraz do nadzoru nad ich bezpieczeństwem i dyspozycyjnością w nowych reżimach pracy.

Przedmiot Projektu

Bloki klasy 200 MW z możliwością wykorzystania niektórych komponentów Projektu na blokach/głównych urządzeniach ciepłno-mechanicznych, eksploatowanych przy takich samych lub podobnych parametrach pracy i wykonanych z zastosowaniem takich samych/podobnych materiałów oraz technologii.

Cel Projektu

Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz akceptowalnych dla gospodarki i odbiorców indywidualnych cen energii elektrycznej i ciepła podczas transformacji polskiej elektroenergetyki w okresie do 2035-2040 roku.

Zapewnienie zrównoważonego rozwoju Kraju podczas transformacji polskiej elektroenergetyki w wymienionym okresie.

Podstawa opracowania założeń Projektu

Podstawę do opracowania założeń strategii przedłużenia eksploatacji bloków 200 MW stanowi wiedza oraz doświadczenie zdobyte podczas:

- badań diagnostycznych 42 bloków klasy 200 MW;
- monitorowania w trybie zdalnym stanu technicznego 26 bloków 200 MW;
- współpracy ze specjalistami wszystkich użytkowników bloków klasy 200 MW i 360 MW przy opracowaniu „Wytocznych przedłużania eksploatacji bloków 100 MW – 360 MW do 350 000 godzin” [5];
- rewitalizacji stalowych elementów 21 turbin klasy 13K215;
- badań niszczących krytycznych elementów kotłów (walczaki), głównych rurociągów parowych (kolan) oraz wirników, kadłubów i komór zaworowych turbin po przekroczeniu 250 000 godzin pracy [6];
- opracowania Metody poprawy elastyczności bloków 200 MW, opartej na identyfikacji zapasów trwałości i rezerw po stronie sterowania oraz zastąpieniu temperaturowych kryteriów bezpieczeństwa przez naprężeniowe [9,10].

Wiedza zdobyta w wyżej opisany sposób wskazuje, że elementy krytyczne (grubościenne) niewymienione dotąd na nowe oraz poddane rewitalizacji wykazują znaczny zapas trwałości pozwalający na ich eksploatację co najmniej do 350 tys. godzin także wtedy, gdy warunki pracy ulegną zmianie w odpowiedniej relacji do posiadanego zapasu trwałości.

Wyniki monitorowania bieżącego stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW wykazały, że:

- bloki można uruchamiać w różnym czasie, także względnie krótkim, jeśli stan techniczny urządzeń, zwłaszcza wykonawczych AKPiA oraz kompetencje techniczne obsługi są odpowiednio wysokie;

- gradienty temperatur i poziomy naprężeń w trakcie eksploatacji bywają znacznie wyższe od wartości uznawanych (np. w instrukcjach) za akceptowalne;
- uszkodzenia zarówno o charakterze pełzaniowym jak i zmęczeniowym oraz zmęczeniowo-pełzaniowym są w większym stopniu skutkiem błędów konstrukcyjnych, montażowych i remontowych oraz niesprawności urządzeń automatyki (np. praca schładzaczy) niż warunków pracy, nawet intensywnie regulacyjnej (dotyczy to nie tylko bloków 200 MW).

Metoda *Pro Novum* poprawy elastyczności bloków 200 MW pokazała, że po przepracowaniu ok. 250 000 godzin elementy krytyczne kotła, turbiny i rurociągów parowych posiadają wystarczający zapas trwałości, aby nadal pracować bezpiecznie, także w warunkach pracy elastycznej, którą można osiągnąć odwołując się do rezerw w systemach sterowania [9].

Bloki 200 MW w polskim systemie elektroenergetycznym

Bloki klasy 200 MW pełnią nadal ważną funkcję w polskim systemie elektroenergetycznym zarówno przez ich liczbę, jak również sumaryczną moc (rys. 1). Ich bardzo ważnym atutem są cechy konstrukcyjne, zwłaszcza duże zapasy trwałości większości elementów krytycznych, które na drodze napraw, regeneracji oraz rewitalizacji mogą być praktycznie odtworzone tak długo..., jak zdoła się zachować odpowiednie kompetencje firm remontowych i diagnostycznych.

Bloki 200 MW – wybrane informacje

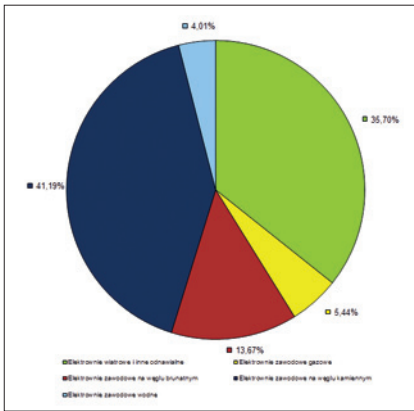
Bloki 200 MW nie zastępują na często używane określenie jako bloki „stare”. Stare są ich numery stacyjne. Prawie wszystkie były wielokrotnie modernizowane, a ich główne urządzenia (kotły, turbiny, rurociągi) oraz elementy krytyczne/grubościenne zostały w wielu przypadkach wymienione na nowe lub zrewitalizowane (uzyskały trwałość elementów nowych). Większość bloków klasy 200 MW należy uznać za przyjazne dla środowiska, zgodnie ze standardami UE.

Sprawność tych bloków jest niższa niż nowych bloków węglowych na parametry nadkrytyczne. Trzeba jednak pamiętać o tym, że będą w coraz większym stopniu pełnić funkcję regulacyjną, gdzie priorytetem będzie ich elastyczność oraz dyspozycyjność. Regulacyjnie pracujący nowoczesny blok na parametry nadkrytyczne może mieć sprawność porównywalną ze sprawnością zmodernizowanego bloku klasy 200 MW eksploatowanego w trybie podstawowym.

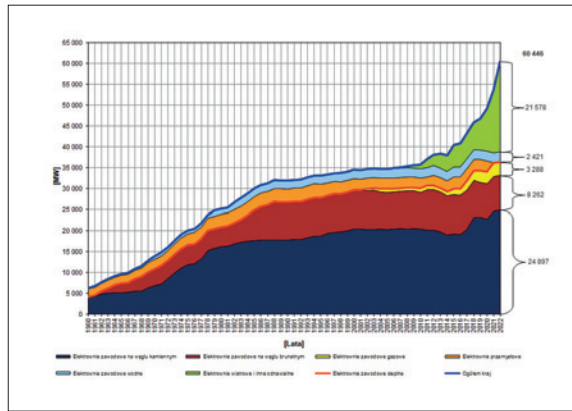
Stan polskiej elektroenergetyki – wybrane informacje

Poniżej przedstawione informacje (rys. 2) dobrze ilustrują zarówno stan aktualny jak i trendy naszej energetyki w obszarze obecnego stanu technicznego jednostek wytwórczych, jak również jakości utrzymania majątku produkcyjnego.

Struktura procentowa mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym stan na dzień 31.12.2022

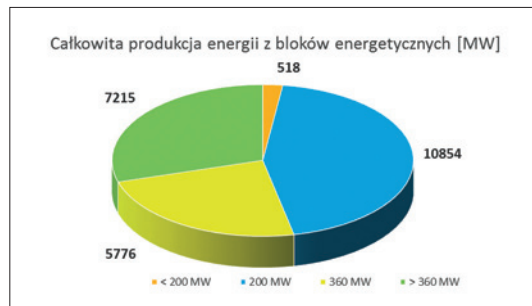
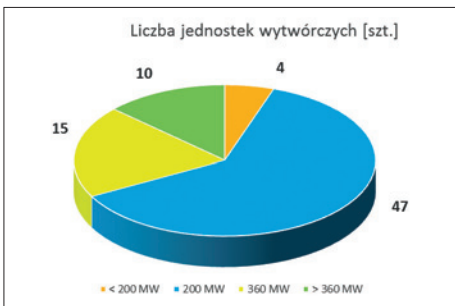


Przyrost mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Energetycznym w latach 1960-2022



Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Moc Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD), MW



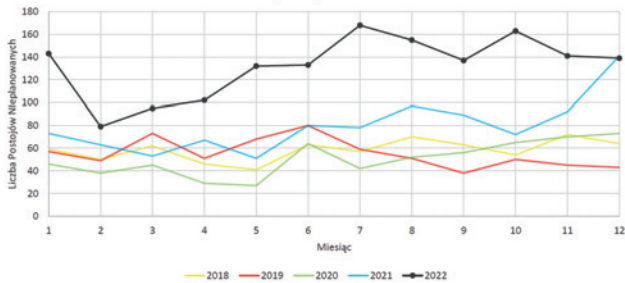
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (stan 01.01.2022r.) – na podstawie aktualnie dostępnych informacji

Rys. 1.

Postoje nieplanowane - liczba



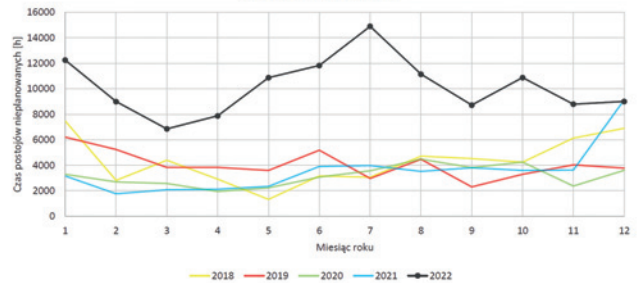
Postoje Nieplanowane



Postoje nieplanowane - czas

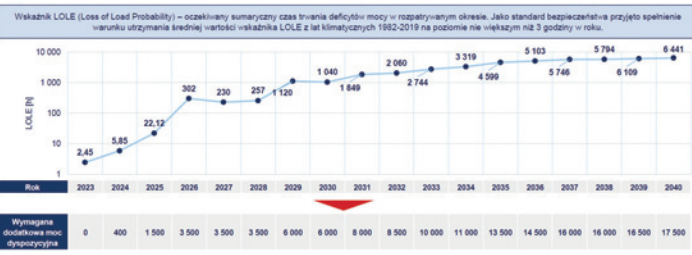


Postoje Nieplanowane

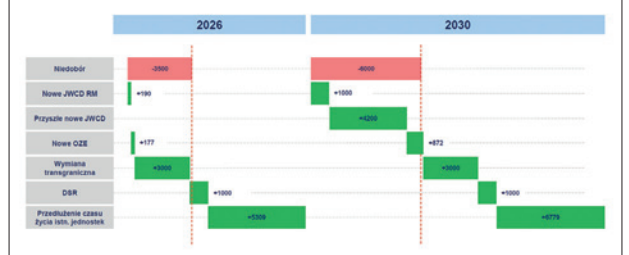


Rys. 2.

Wyniki analizy wystarczalności zasobów wytwórczych zawarte w PRSP



Dodatkowa moc dyspozycyjna w celu spełnienia standardu bezpieczeństwa



Rys. 3.

Informacje dotyczące wystarczalności zasobów wytwórczych polskiej energetyki (rys. 3) wskazują, że w podejmowaniu ważnych decyzji jesteśmy spóźnieni.

Transformacja polskiej elektroenergetyki – ocena aktualnej sytuacji i próba prognozy

Obecnie jeszcze trudniej niż w przeszłości o racjonalną alternatywę dla kontynuowania eksploatacji bloków węglowych. Ich dalsza eksploatacja powinna być odpowiednio skorelowana z tempem uruchamiania generacji ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych.

Bloki wycofane z eksploatacji powinny, przez pewien czas, posiadać status strategicznej rezerwy, tj. być w gotowości do „awaryjnych” uruchomień. To jeszcze jeden z nieuniknionych kosztów transformacji energetyki.

Tylko w taki sposób można zapewnić bezpieczeństwo energetyczne Polski w perspektywie do ok. 2035 roku minimalizując koszty tzw. okresu przejściowego.

W dłuższej perspektywie o bezpieczeństwie energetycznym Polski zadecyduje tempo oddawania do eksploatacji oraz jakość nowych jednostek wytwórczych.

Rysunek 4 ilustruje, w pewnym uproszczeniu, sytuację polskiej elektroenergetyki w latach 2025 – 2035/2040. To mogą być trudne lata, zwłaszcza gdy w najbliższym czasie nie zostaną podjęte odpowiednie decyzje i stosowne działania.

Gaz nadal będzie towarzyszył transformacji polskiej energetyki, natomiast nie będzie można zbudować na nim tylu mocy wytwórczych, aby w okresie przejściowym zastąpić węgiel.

Projekt atomowy to dopiero początek bardzo trudnej realizacji i kosztownej drogi. Za 3-4 lata będzie można powiedzieć czy ok. 2035 roku energia z atomu będzie mogła być częścią miks energetycznego.

OZE – zwłaszcza morskie farmy wiatrowe, mogą istotnie zasilić system energetyczny ok. 2030 roku.

W tzw. międzyczasie trzeba „tylko” rozbudować sieci elektroenergetyczne oraz magazyny energii o istotnej dla systemu elektroenergetycznego pojemności. Realizacja tych ambitnych planów będzie wiązała się z gigantycznymi nakładami. Aktualnie chyba nie da się nawet wiarygodnie ich oszacować.

Wykorzystanie energetyki opartej na węglu, zwłaszcza kamiennym, to scenariusz dla Polski wyjątkowo atrakcyjny. Tym bardziej że elektrownie węglowe są coraz mniej uciążliwe dla środowiska, a bloki, szczególnie klasy 200 MW ze względu

na swoją liczbę oraz możliwości techniczne, mogą stabilizować system, który złożony z OZE i atomu będzie tego wymagał.

Wydaje się, że zarządzić temu można tylko w jeden sposób, tj. zachować w eksploatacji bloki 200 MW. Stworzyć warunki do przedłużenia ich eksploatacji i dostosowania ich do nowych reżimów pracy.

Diagnostyka na potrzeby bezpiecznego kontynuowania eksploatacji bloków 200 MW

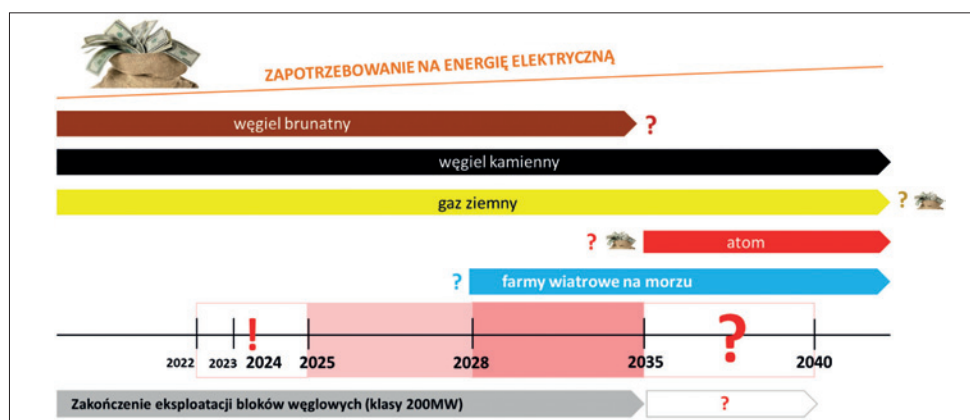
1. Badania materiałowe to tylko część diagnostyki. Żeby stanowić nie tylko źródło informacji, ale przede wszystkim wiedzy powinny zostać:

- poprzedzone: retrospekcją (rys. 5) na podstawie dokumentacji remontowo-diagnostycznej jak również historii i warunków pracy z wykorzystaniem analizy czasowych przebiegów wybranych sygnałów procesowych,
- uzupełnione analizą obliczeniową,
- zakończone interpretacją wyników badań i obliczeń oraz oceną stanu technicznego i prognozą trwałości.

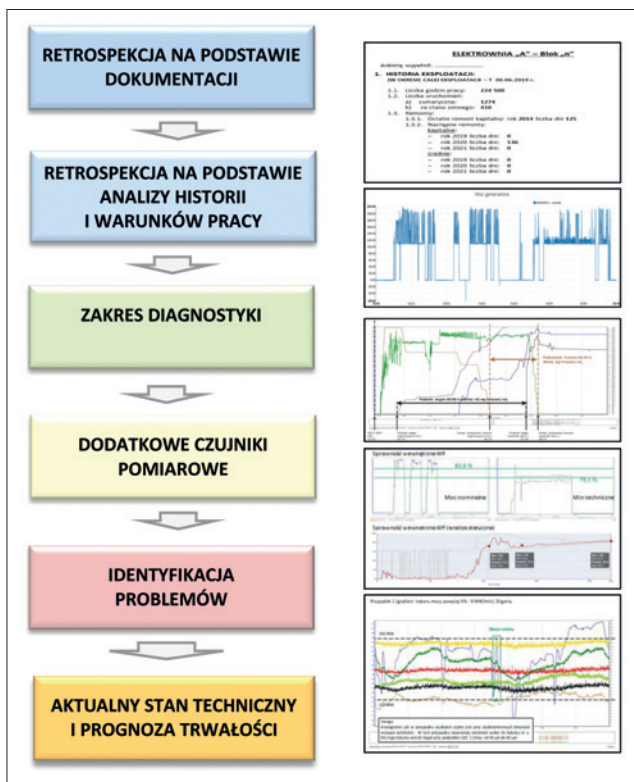
Diagnostyka powinna mieć charakter i formę systemu odpowiednio zintegrowanego z procesem eksploatacji bloku/urządzenia energetycznego. Wtedy można sprawować nadzór diagnostyczny, także w zdalnym trybie, tj. na bieżąco aktualizować ocenę stanu technicznego oraz weryfikować prognozę trwałości.

Najlepiej korzystać ze sprawdzonych, klasycznych metod badań NDT. Nie ma istotnej potrzeby korzystania z innych metod, zwłaszcza tzw. innowacyjnych, których przydatność przed ich zastosowaniem należałoby zweryfikować.

Im bardziej profesjonalnie wykonana retrospekcja, tym zakres badań może być bardziej ograniczony, a ich koszty mniejsze, zwłaszcza w zakresie przygotowania obiektu do badań. Analiza wytrzymałościowa elementów krytycznych (kadłuby turbin i zaworów, wirniki WP i SP turbin i walczaki) wskazuje na możliwość pobierania wycinków do badań nawet na pełnowymiarowych próbkach, bez konieczności naprawy spawalniczej. Najlepiej gdy pobranie próbki do badań towarzyszy naprawie przez spawanie ubytku materiału po usuniętym uszkodzeniu. Własności materiałów po długotrwałej eksploatacji można określać także na znormalizowanych próbkach pobranych z elementów wycofanych z eksploatacji [6].



Rys. 4.



Rys. 5. Retrospekcja na podstawie dokumentacji oraz analizy historii i warunków pracy jako integralna część systemu diagnostycznego

2. Stanu materiału nie można prosto utożsamiać ze stanem technicznym elementu. Przykład: stan materiału elementów krytycznych pracujących poniżej temperatury granicznej nie ulega istotnej zmianie nawet po 350 tys. godzin pracy. Stan niektórych elementów eksploatowanych w tych warunkach (np. walczaka) może po znacznie krótszym czasie pracy wymagać naprawy. Uszkodzenia o charakterze termomechanicznych pęknięć eksploatacyjnych są rezultatem lokalnego wyczerpania zapasu trwałości, a nie trwałości i użyteczności całego elementu. Prawdopodobnie wykonana naprawa przywraca pierwotny stan techniczny elementu.

3. Bloki/urządzenia ciepłno-mechaniczne składają z:
 - a) elementów krytycznych/grubościennych wpływających zwłaszcza na bezpieczeństwo,
 - b) elementów wpływających na niezawodność/dyspozycyjność (np. powierzchnie ogrzewalne kotłów, rury wymienników ciepła).

Uszkodzenie tych pierwszych (np. walczaków, wirników turbin) może wiązać się z kosztowną naprawą i długotrwałym postojem, a nawet wyłączeniem urządzenia z eksploatacji, podczas gdy elementy tej drugiej kategorii można naprawić i/lub wymienić stosunkowo szybko i względnie tanio.

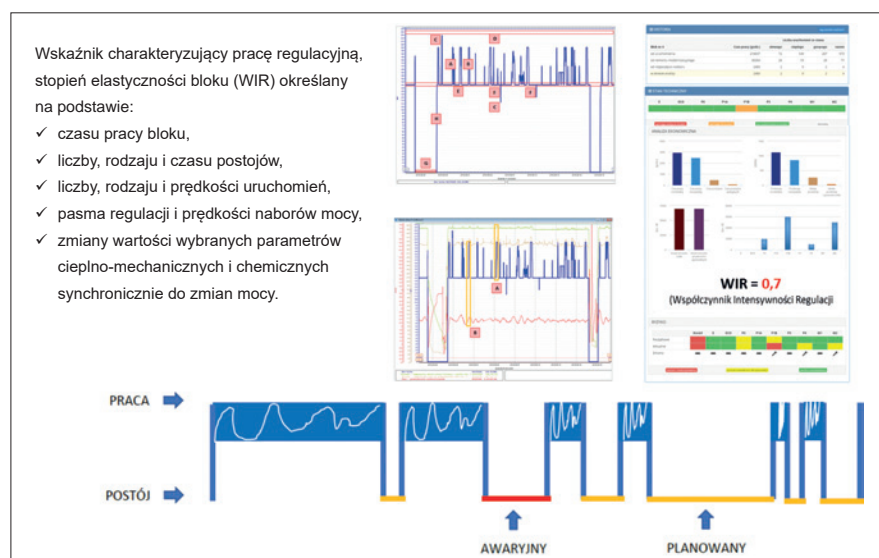
4. Wśród ważnych instalacji ciśnieniowych bloku są takie, które dotąd nie zostały zarejestrowane przez UDT, a które wpływają na bezpieczeństwo, nawet ulegają groźnym awariom – dotyczy to zwłaszcza rurociągów wody zasilającej.

5. Ze względu na konstrukcje, zastosowane materiały i parametry pracy wśród bloków konwencjonalnych – węglowych należy wyróżnić:
 - a) bloki klasy 200 MW,
 - b) bloki (umownie) 360 MW,
 - c) bloki na parametry nadkrytyczne,
 - d) bloki/urządzenia ciepłno-mechaniczne elektrociepłowni.

Każda z wymienionych grup bloków/urządzeń ciepłno-mechanicznych jest specyficzna pod wieloma względami – metody diagnostyki powinny to uwzględniać.

6. Bloki j.w. były w przeszłości wielokrotnie modernizowane, zwłaszcza bloki klasy 200 MW. Niektóre bloki 200 MW mają czas pracy zbliżony do, uważanych za nowe, bloków nadkrytycznych. Najstarsze bloki/urządzenia, zwłaszcza w elektrociepłowniach, przepracowały nawet ok. 350 tys. godzin.

7. Bloki/urządzenia ciepłno-mechaniczne od dawna pracują regulacyjnie z rosnącą intensywnością regulacji. Diagnostykę mają niedostosowaną do takiego trybu pracy. Za kryterium przydatności dotychczasowych metod diagnostyki należy przyjąć wartość współczynnika intensywności regulacji (WIR) określanego w sposób przedstawiony na rysunku 6.



Rys. 6. Analiza historii i warunków pracy bloku energetycznego w celu wyznaczenia wskaźnika intensywności regulacji (WIR)

8. Aktualny stan techniczny bloków nie zależy w prosty sposób od czasu pracy, lecz od ich:
- trybu/warunków pracy,
 - poziomu utrzymania technicznego (diagnostyki i remontów).

Pelzanie nie jest dominującym procesem degradacji materiałów nawet na blokach długo eksploatowanych. Bardzo rzadko bywa też przyczyną awarii.

Wykrycie pęknięcia podczas okresowo wykonywanych badań nie wyklucza dalszej bezpiecznej pracy elementu. Można go nie tylko naprawić lub wymienić, lecz także dopuścić do warunkowej eksploatacji, bez naprawy, pod nadzorem diagnostycznym, o ile wcześniej wykonana analiza bezpieczeństwa na to pozwala [7, 8].

9. Metodyka oceny stanu technicznego oraz prognozowania trwałości powinna łączyć:

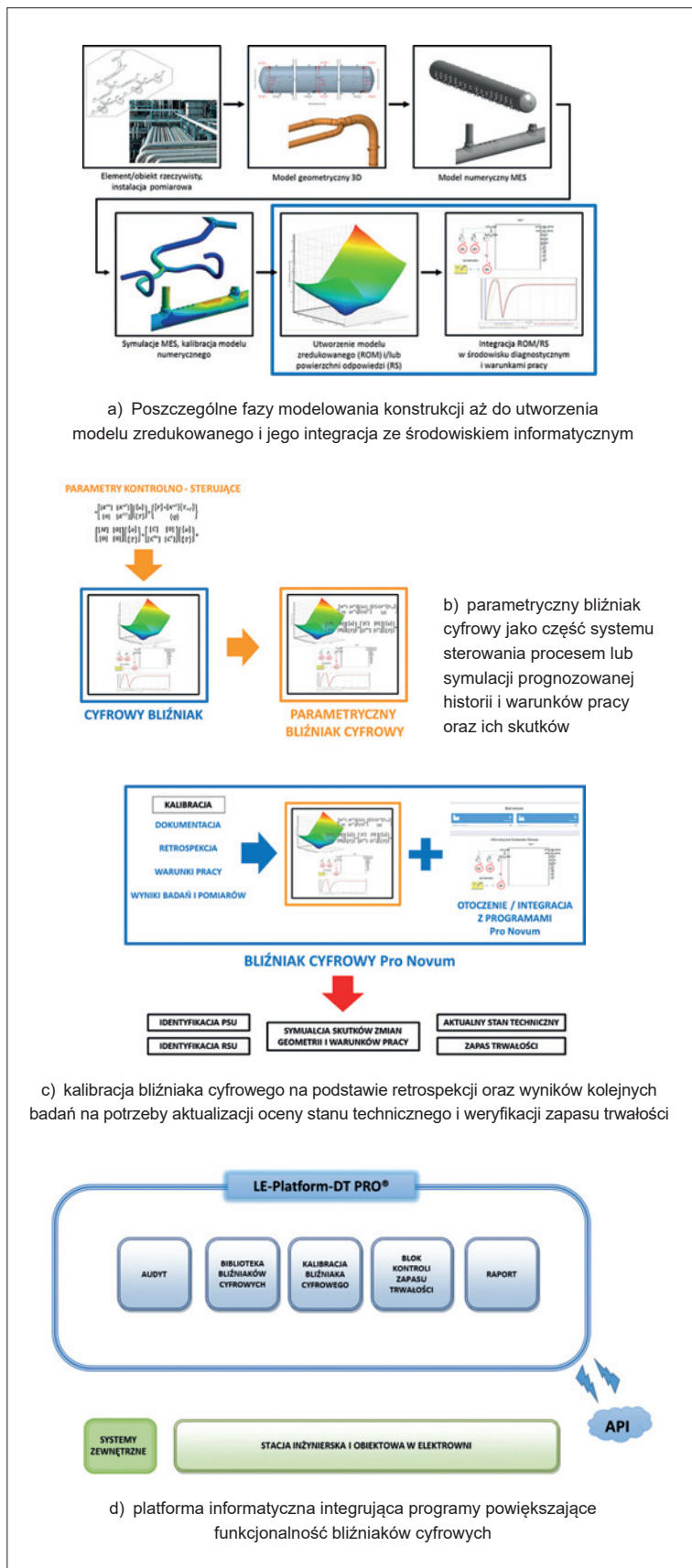
- najlepszą klasyczną wiedzę i doświadczenie z eksploatacji [1-5],
- współczesne metody modelowania konstrukcji oraz procesów [12-13],
- nowe podejście do identyfikacji rzeczywistych zapasów trwałości [8-11] (rys. 7),
- zastąpienie kryteriów temperaturowych przez kryteria naprężeniowe [10].

Im bardziej regulacyjna czy elastyczna praca bloku (WIR > 0,7) powyżej opisane podejście do diagnostyki należy mocniej rekomendować.

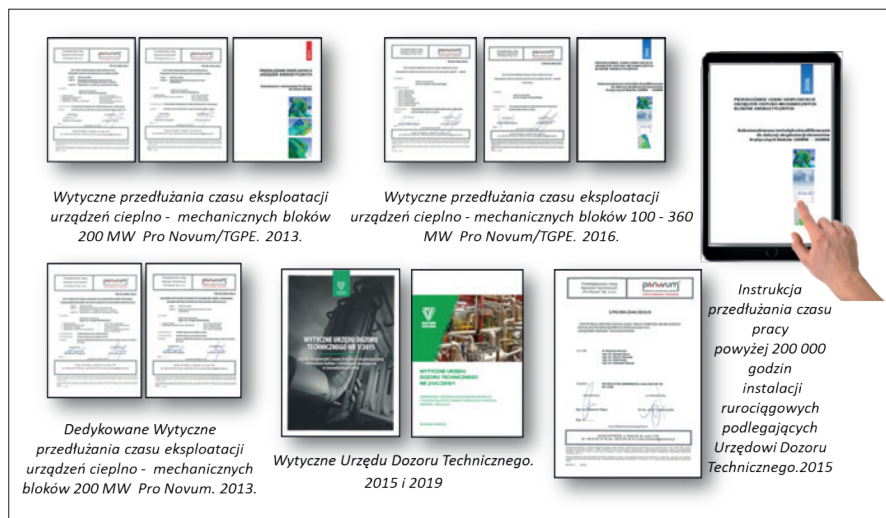


Rys. 7. Schemat procesu określania zapasów trwałości elementów krytycznych bloków/urządzeń energetycznych w przedłużonym czasie eksploatacji i dowolnym trybie pracy [14]

10. Do oceny stanu technicznego, zwłaszcza identyfikacji zapasów trwałości elementów krytycznych oraz bieżącej kontroli ich ubytku, zaleca się korzystać z parametrycznych bliźniaków cyfrowych (rys. 8) [12].



Rys. 8.



Rys. 9.

Tylko w taki sposób można zidentyfikować rzeczywiste zapasy trwałości oraz nadzorować ich bieżący ubytek [12,13]. Posiadają one jeszcze inne atuty, które wydają się ważne podczas kontynuowania eksploatacji z oczekiwaną większą elastycznością. Dotyczy to zwłaszcza możliwości zaimplementowania istotnych zdarzeń z historii eksploatacji elementu oraz znacznej części kompetencji, które w inny sposób będzie trudno zachować na poziomie gwarantującym bezpieczeństwo eksploatacji.

Bliźniaki cyfrowe powinny być kalibrowane:

- wybranymi informacjami z historii eksploatacji,
- wynikami kolejnych badań, w tym badań materiałowych,
- bieżącymi informacjami uwzględniającymi tryb/warunki eksploatacji.

Zaleca się zaktualizowanie wcześniej opracowanych „Wytycznych przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100 MW – 360 MW” (rys. 9) [3-5]. Wybrane procedury z „Wytycznych...”, w formie algorytmów powinny zostać zaimplementowane na **Platformie LE-Platform-DT®**. Takie podejście do diagnostyki prowadziłoby do ochrony kompetencji w zakresie utrzymania stanu technicznego na poziomie gwarantującym bezpieczeństwo i dyspozycyjność tych bloków podczas przedłużonej eksploatacji w nowych reżimach pracy. Kumulowanie wiedzy generowanej według jednego standardu to niezwykle ważny atut takie podejścia. Dotyczy to zwłaszcza analizy awaryjności. W ten sposób można nie tylko uniknąć awarii, ale także istotnie zmniejszyć koszty badań i remontów.

Kwalifikowanie i dostosowanie bloków do kontynuowania eksploatacji

O dalszych losach bloków węglowych, w tym klasy 200 MW zdecyduje ich właściciel. Należy sądzić, że będzie to wynikać z aktualnej polityki energetycznej państwa. Ważną jej częścią będą ekonomiczne zasady funkcjonowania jednostek wytwórczych. Ponieważ bloki te będą w coraz większym stopniu stabilizowały system elektroenergetyczny,

ta ich funkcja musi zostać odpowiednio wyceniona. Powiązanie pomiędzy intensywnością regulacji, ceną energii i kosztami maintenance'u wiele temu z powodzeniem zastosowano w Wielkiej Brytanii.

Na podstawie aktualnej wiedzy można sobie wyobrazić podział bloków na poniżej wymienione kategorie:

- wyłączone, zabezpieczone przed korozją postojową, pozostające w strategicznej rezerwie,
- eksploatowane do ok. 2030 roku w wersji, bez zwiększonej i ze zwiększoną elastycznością,
- eksploatowane do ok. 2035 roku ze zwiększoną elastycznością.

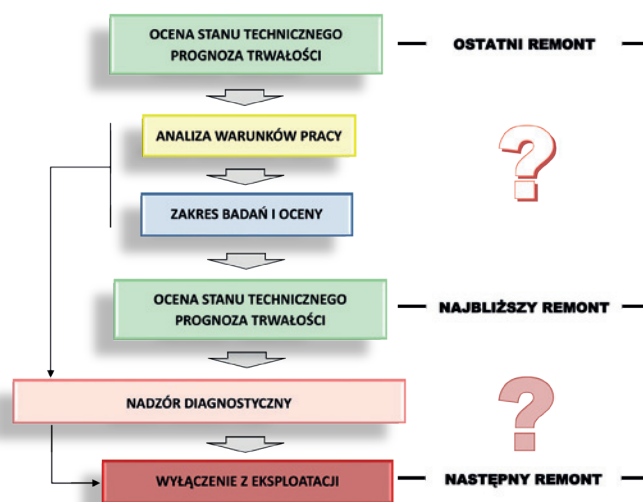
Pierwsza kategoria bloków nie wymaga zabiegów o charakterze modernizacji. Wystarczy, gdy przed zakwalifikowaniem ich do zimnej rezerwy zapewni się im poprawny stan techniczny.

Wydłużenie czasu eksploatacji do ok. 350 000 godzin wymaga wykonania audytu technicznego bloku w celu wskazania elementów, węzłów konstrukcyjnych, instalacji wymagających wymiany i/lub rewalizacji bądź regeneracji.

Wydłużeniu eksploatacji do ok. 2035 roku powinna towarzyszyć poprawa elastyczności, najlepiej w sposób wykorzystujący zapasy trwałości oraz rezerwy w zakresie sterowania. Niezależnie od czasu i trybu dalszej eksploatacji bloków na drodze modernizacji powinny zostać spełnione wymagania prawne.

W każdym wariantcie przyszłego trybu pracy bloku kluczową rolę powinna odgrywać diagnostyka traktowana w systemowy sposób, opisana w poprzednich rozdziałach niniejszego opracowania.

Poniżej przedstawiono przykład wykorzystania diagnostyki do nadzoru nad bezpieczeństwem i dyspozycyjnością, w przypadku gdy planowanie eksploatacji i utrzymania stanu technicznego bloków może okazać się trudne do spełnienia.



Rys. 10. Diagnostyka wspierająca bezpieczeństwo i dyspozycyjność w końcowym okresie eksploatacji bloków energetycznych, urządzeń i instalacji, w warunkach ograniczonych możliwości planowania remontów, zwłaszcza o charakterze prewencyjnym

Założenia do strategii kontynuowania eksploatacji bloków klasy 200 MW

- ◆ Uwzględniając skalę przebudowy polskiej energetyki należy podchodzić konserwatywnie do terminów uruchamiania nowych źródeł generacji energii, rozbudowy sieci energetycznych oraz oddawania do użytku magazynów energii o dużej pojemności.
- ◆ Kontynuowanie eksploatacji bloków węglowych budzi coraz mniej kontrowersji nie tylko w Polsce. Racjonalnej transformacji polskiej energetyki nie da się przeprowadzić bez wydłużenia ich eksploatacji.
- ◆ Podczas przedłużonej eksploatacji bloki będą pracowały w trybie coraz bardziej regulacyjnym, a więc coraz bardziej odległym od tego, do którego zostały zaprojektowane. Zapewnienie, w tych warunkach, ich bezpieczeństwa i dyspozycyjności będzie wymagało:
 - wysokiej jakości remontów, także o charakterze prewencyjnym, najlepiej w trybie LTSA, chroniącym kompetencje firm remontowych i diagnostycznych,
 - diagnostyki dostosowanej do:
 - identyfikacji skutków pracy regulacyjnej,
 - zapewnienia bezpieczeństwa i dyspozycyjności na podstawie kryteriów naprężeniowych,
 - modernizacji w celu poprawy elastyczności oraz spełnienia wymagań prawnych.
- ◆ Elastyczność bloków można zwiększyć wykorzystując zapasy trwałości elementów krytycznych oraz rezerwy po stronie sterowania.
- ◆ Dalszą pracę bloków niezależnie od czasu i trybu pracy powinna wspierać systemowo zorganizowana diagnostyka. Cyfrowe bliźniaki elementów krytycznych i instalacji rurociągowych zlokalizowane w jej centrum mogą być:
 - kalibrowane informacjami z retrospekcji,
 - wynikami na bieżąco wykonywanych badań, oraz być źródłem:
 - prognoz sporządzanych w trybie symulacji na podstawie praktycznie dowolnych scenariuszy przyszłej eksploatacji,
 - identyfikacji zapasów trwałości i ich redukcji w trakcie eksploatacji.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzeczcyński J., *System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych po przekroczeniu 300 000 godzin*. „Dozór Techniczny” 2012, nr 2.
- [2] Trzeczcyński J., Trzeczcyńska E., *Diagnostic as a source of knowledge and strategy for units of coal flexible fired power plants*. “VGB PowerTech” 2020, No 9.

- [3] PN/20.2900/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych. Część III. Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych kotłów. *Pro Novum*. Katowice, luty 2013, niepublikowane.
- [4] PN/30.2910/2013: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów. *Pro Novum*. Katowice, luty 2013, niepublikowane.
- [5] PN/045.3360/2016: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 100-360 MW. *Pro Novum*. Katowice 2013/2016.
- [6] Sprawozdanie *Pro Novum* 049.3096/2014: Badania wybranych elementów krytycznych bloków 200 MW po długotrwałej eksploatacji dla określenia możliwości przedłużania ich eksploatacji do 350 000 godzin. Katowice 2014, niepublikowane.
- [7] BS 7910 – 2013+A1:2015: Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures.
- [8] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Nadzór diagnostyczny nad warunkową eksploatacją uszkodzonych schładzaczy do czasu ich wymiany lub naprawy*. Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2019, „Energetyka” 2019, nr 7.
- [9] Trzeczcyński J., Galbarczyk P., Murzynowski W., Stanek R., Hałas M., Kusibab M., *Wykorzystanie zapasów trwałości oraz rezerw po stronie sterowania dla zwiększenia elastyczności bloków klasy 200 MW*. Biuletyn *Pro Novum* nr 3/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [10] Trzeczcyński J., Hałas M., Murzynowski W., *Korzyści z zastąpienia kryteriów temperaturowych przez naprężeniowe dla zapewnienia bezpieczeństwa i dyspozycyjności bloków energetycznych eksploatowanych w trybie regulacyjnym oraz o zwiększonej elastyczności*, Biuletyn *Pro Novum* nr 2/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [11] Trzeczcyński J., *Bezpieczeństwo i dyspozycyjność urządzeń energetycznych w ostatniej fazie ich eksploatacji*. Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2019. „Energetyka” 2019, nr 6.
- [12] Hałas M., Murzynowski W., Trzeczcyński J., *Parametryczne bliźniaki cyfrowe źródłem informacji i wiedzy dla bezpiecznej eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych*. Biuletyn *Pro Novum* nr 3/2022. „Energetyka” 2022, nr 12.
- [13] Biesinger F., Lorin H.I., GE Power AG, Mannheim, Banaszkiwicz M., GE Power Sp. z o.o., Elbląg, *Steam turbines for flexible operation*. Biuletyn *Pro Novum* nr 2/2023. „Energetyka” 2023, nr 12.
- [14] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Określanie i monitorowanie zapasów trwałości elementów krytycznych na potrzeby przedłużonej eksploatacji bloków energetycznych w nowych reżimach pracy*. „Energetyka” 2023, nr 6.
- [15] Trzeczcyński J., Hałas M., Murzynowski W., Stanek R., Trzeczcyńska E., *Adaptation of coal-fired units for further operation in the transitional period of transformation of Polish energy sector*. “vgbe energy journal” 2023, No 12.

Suspend coal phase-out – keep existing plants in operation and reactivate available capacities, give transition more time

Zawieście wycofanie węgla – utrzymajcie działanie istniejących elektrowni i reaktywujcie dostępne moce, dajcie transformacji więcej czasu

While there are no fundamental doubts about the direction of the energy transition in Germany – much less the goal of achieving sustainability – the changes in the general circumstances dictating energy policy that have occurred in 2022 give rise to sound arguments in favour of suspending the coal phase-out agreed in Germany. Current law requires the completion of the exit “by no later than 2038”; the coalition agreement of the “traffic light government” expresses the hope that the process will be concluded “ideally as early as 2030.” But in reaction to the “new era” impacting energy policies in Germany and else-where and the acute natural gas emergency, the previously set path for the coal phase-out is already undergoing revision. Now that the use of natural gas as a reliable bridge from fossil fuels to the renewable energy era has proved to be illusory, the coal phase-out schedule should be suspended and modified for the moment. The complete shutdown of coal-fired plants cannot be justified until truly viable alternatives are in place. The disadvantages for climate protection invoked by climate activists would be relatively small, while the energy, raw material and regional economic advantages would be massive.

Keywords: energy transition in Germany, changes in the general circumstances dictating energy policy, suspending the coal phase-out

O ile nie ma zasadniczych wątpliwości co do kierunku transformacji energetycznej w Niemczech – a tym bardziej co do celu, jakim jest osiągnięcie zrównoważonego rozwoju – o tyle zmiany ogólnych uwarunkowań dyktujących politykę energetyczną, jakie nastąpiły w 2022 roku, dają solidne argumenty za zawieszeniem uzgodnionego w Niemczech wycofywania się z węgla. Obecne prawo wymaga zakończenia wyjścia „nie później niż do 2038 r.”; umowa koalicyjna „rządu sygnalizacji świetlnej” wyraża nadzieję, że proces ten zakończy się „idealnie już w 2030 r.”. Jednak w reakcji na „nową erę” wpływającą na politykę energetyczną w Niemczech i w innych krajach oraz kryzys związany z gazem ziemnym, wcześniej ustalona ścieżka wycofywania się z węgla jest już poddawana rewizji. Teraz, gdy wykorzystanie gazu ziemnego jako niezawodnego pomostu między paliwami kopalnymi a erą energii odnawialnej okazało się iluzoryczne, harmonogram wycofywania się z węgla powinien zostać tymczasowo zawieszony i zmodyfikowany. Całkowite zamknięcia elektrowni węglowych nie można uzasadnić, dopóki nie zostaną wprowadzone naprawdę realne alternatywy. Wady w zakresie ochrony klimatu, na które powołują się aktywiści klimatyczni, byłyby stosunkowo niewielkie, natomiast korzyści w zakresie energii, surowców i regionalnej gospodarki byłyby ogromne.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna w Niemczech, zmiany ogólnych uwarunkowań dyktujących politykę energetyczną, zawieszenie wycofywania się z węgla

Grounds for coal policy decisions

The ultimate goal pursued by the energy transition in Germany is more than ambitious: the transformation to climate neutrality of the entire German economy and society by 2045. At the same time, there has not been any wavering from the decision to phase out the use of nuclear power in Germany, which was made in 2011 after the Fukushima accident and which provided for the gradual shutdown of all German nuclear power plants by the end of 2022. Realisation of this decision has continued on schedule so that as of 2022, only three out of the once seventeen nuclear power plants in Germany were still in operation. The objective is the complete conversion of the energy supply in Germany to renewable energies and green hydrogen obtained using green electricity and away from nuclear and fossil fuels. The latter also means phasing out the use of oil and natural gas. But a specific plan has been set only for the reduction and cessation of coal-fired power generation by no later than 2038. Even the coalition agreement of the German government of 2017 (at that time: SPD and CDU/CSU) referred to such a plan, and the “Commis-

sion for Growth, Structural Change and Employment (KWSB)” was instructed in June 2018 to work out the details. The end of coal-fired power generation also means – and this was clear as a consequence of the close economic interdependence of open-cast lignite mines and power plants – the end of domestic lignite mining in Germany. The phase-out of the German coal industry had almost been completed even at that time; operations in the last two German coal mines (Prosper-Haniel in the Ruhr coalfield and Ibbenbüren) ceased at the end of 2018 in accordance with the coal policy agreements of 2007 and 2011 (deletion of the so-called revision clause) for the socially acceptable termination of coal subsidies by 2018.

The Coal Commission had the task of determining the broadest possible social consensus on a feasible path for the exit from coal-fired power generation in Germany in line with energy and climate policies and the associated structural transformation in the coal regions. Its membership comprised various actors from politics, business, trade unions, environmental associations and the affected regions and German states. Incidentally, the coal industry itself was not involved; it was merely consulted.

On 31st January 2019, the Coal Commission concluded its work and presented its final report. It recommended the gradual phase-out of coal-fired power generation by no later than 2038 or possibly as early as 2035, subject to certain general energy, regional and social-political conditions: future assurance that a secure and affordable electricity supply would remain available from the accelerated expansion of wind power and photovoltaics (PV) in conjunction with the simultaneous construction of highly efficient natural gas-fired power plants and the switch from coal to natural gas in CHP plants and district heating systems promoted by a “natural gas investment framework” along with compensation for rising electricity prices for private and commercial electricity consumers; the latter would require the creation of appropriate programmes. Furthermore, the Coal Commission issued various recommendations for parallel actions to assure the successful management of the economic structural change in the affected regions.

The German government at the time adopted by and large the recommendations of the Coal Commission, including the exit date, cast them in the required formats and adopted several packages of legislation based on them. On 3rd July 2020, the Coal Phase-Out Act (Act to Reduce and End Coal-fired Power Generation and to Amend Other Laws) was passed by the Bundestag. On 14th August 2020, the Act for the Strengthening of the Structures of Coal Regions was passed in association with the Coal Regions Investment Act as its “stem act”; it provides specific structural funding for coal regions until 2038 in the form of mainly public investments by the federal government and the German states, i.e. no grants for private investments, with total volumes of 40 bn € for the German lignite regions and of slightly more than 1 bn € for structurally weak municipalities at the locations of coal fired power plants, including five municipalities in the Ruhr area and two in Saarland, i.e. in regions where coal mining had been shut down, but for which no other special structural funding is granted. These measures are supplemented by additional subsidisation opportunities within the scope of the general regional funding of the German government/German states joint task “Improvement of the Regional Economic Structure” (GRW) and the EU Structural Funds, including the Just Transition Mechanism set up for the “Coal Transition” in the member states. As of the end of 2021, projects based on these actions with a value of more than 19 bn € had been launched in the coal regions. Prerequisite for their realisation is the implementation of the energy industry adaptation path required by the Coal Phase-Out Act, which (in addition to a ban on the construction of new coal-fired power plants) foresees as a first step the reduction of domestic coal-fired power capacities from 42.5 GW in 2017 to 30 GW by the end of 2022; as of the moment, this process is on schedule. The second step requires the reduction of these coal capacities to a total of 17 GW (9 GW lignite and 8 GW hard coal) by 2030, followed by their reduction to zero by 2038 or, depending on the review scheduled for this purpose in the second phase in 2026, by 2035 – completely terminating coal-fired power generation in Germany.

Besides the statutory regulations, a public-law contract governing the shutdown of lignite-fired power plants and open-cast mines has been concluded; it specifies a timetable for the shutdown of each individual operation as well as compensation payments dependent on the shutdown dates to the power plant

operators and additional measures supporting implementation, including recultivation. According to this plan, the first closures – three lignite-fired power plant units – will occur exclusively in the Rhenish coalfield by 2022. Five further shutdowns in the Rhenish coalfield and six closures in the Lusatian coalfield have been scheduled in the period between 2025 and 2029. Finally, the Central German coalfield and its four plants will be closed down completely in 2034/2035 before the remaining three plants in the Rhenish and four plants in the Lusatian coalfield and with them the remaining domestic lignite mining industry are shut down in 2038 or possibly as early as 2035.

In contrast, a degressive tender procedure for shutdown premiums for hard coal-fired power plants starting in 2020 was defined to assure shutdown rates as close to schedule as possible. As of 2028 and later, the remaining German hard coal-fired power plants will be shut down by regulatory orders without compensation, and the reduction of domestic hard coal-fired power generation will continue on schedule until it ends completely by 2035 (Fig. 1). In support of these state-initiated shutdown processes, the German government has committed to granting an adjustment allowance to finance early retirement schemes for older workers in the coal industry similar to the successful programme for the socially acceptable adjustment of the coal mining industry and that is now being extended to employees in the lignite mining industry and in the lignite- and hard coal-fired power plants. The Coal Phase-Out Act contains a climate policy provision allowing the legal cancellation of the CO₂ certificates that become available as a consequence of the closures; the measure serves to avoid counterproductive effects in the EU Emissions Trading System. [1]

In its coalition agreement “Dare More Progress” concluded at the end of November 2021, the newly elected German government of the “traffic light coalition” (SPD, Greens, FDP) states that compliance with national climate protection targets and the intended tightening of the EU emission trading “will require accelerated phase-out of coal-fired power generation. Ideally, this will have been achieved by 2030.” The exit date for coal-fired power generation, which had been set by law only one year earlier, would have to be brought forward by five to eight years. The structural and social policy support for the affected regions and the people affected by coal mining would remain unchanged, however; the related measures would merely be brought forward, adapted where necessary and supplemented. “No one will be left to fend for himself”, emphasises the coalition agreement. The possibility of “establishing a foundation or company for the organisation of the dismantling of coal-fired power generation and renaturation” should also be considered. The accelerated exit from coal-fired power generation, according to the traffic light government at the end of 2021, will require the acceleration of a “massive expansion of renewable energies and the construction of modern natural gas-fired power plants so that the growing demand for electricity and energy over the coming years can be met at competitive prices.” According to the coalition agreement, this would be achieved by moving the review step scheduled for 2026 in the Coal Phase-Out Act forward to the end of 2022 at the latest, analogously to further provisions of the Act. The “natural gas-fired power plants that will remain necessary until security of supply is ensured by renewable energies” should also be built at existing power plant sites so that they can use the existing (grid)

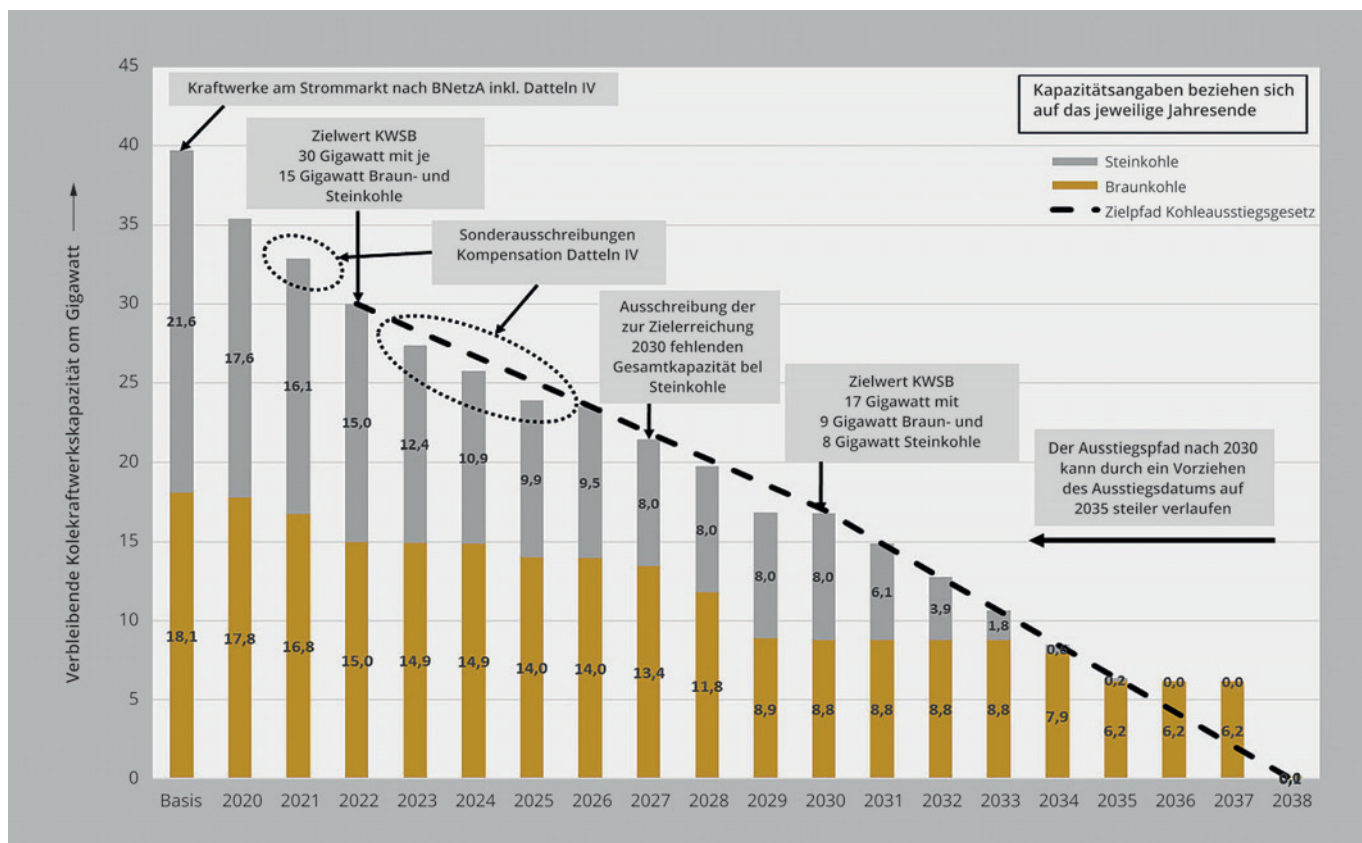


Fig. 1. Legally scheduled exit path for coal-fired power generation

infrastructures and (regional) future prospects can be assured. Their construction will have to include the possible conversion to climate-neutral gases (H₂-ready). "We will regularly review the security of supply and the rapid expansion of renewables. To this end, we will continue to develop the monitoring of the supply security of electricity and heat into a genuine stress test." [2] According to the coalition agreement, coal-fired power plants should be converted to natural gas wherever possible at existing locations while at the same time the natural gas-fired power plants replacing coal-fired power generation and their infrastructure will be prepared for the production of hydrogen in the future. Moreover, the process of phasing out coal and its pace will be conditional on the security of electricity supply; a "genuine stress test" (i.e. the question of whether supply can be guaranteed even under extremely unfavourable conditions) should also be incorporated into the future monitoring of the supply. According to § 55 of the Act on the Reduction and Termination of Coal-fired Power Generation (KVBG), the Federal Network Agency must as of 2021 regularly monitor and determine on an annual basis "whether to a sufficient degree of probability the safety and reliability of the electricity supply system is not endangered or disrupted to more than a minor extent by the measures pursuant to this Act. In doing so, it will give special consideration to the extent to which the hard coal-fired plants can continue to be available to the transmission system operators outside the market within the scope of the grid reserve for secure and reliable grid operation." It was determined for 2021 that no such threat existed, provided that the other framework conditions did not change. Pursuant to § 54, para. 1, KVBG, the German government must, by no later

than 15 August of each of the years 2022, 2026, 2029 and 2032, review "on a scientific basis, including specified criteria and associated indicators, the impact of the reduction and termination of coal-fired power generation", explicitly the impact on:

- the security of (power) supply;
- the number and capacity of plants converted from coal to natural gas;
- the maintenance of the heat supply;
- the electricity prices;
- the achievement of each of the target levels of the Act;
- the contribution to achievement of the associated national climate protection targets;
- raw materials, in particular gypsum, which are obtained in the course of coal-fired power generation; and
- in 2022, the review must also cover the social compatibility of the initiated coal phase-out.

In addition to further reviews by the German government itself, § 54, para. 4, KVBG requires the Federal Network Agency to "determine whether the existing natural gas supply grids are adequate to enable hard coal and lignite plants to convert to natural gas as an energy source" for the federal government's review as of 2022 and later.

Pursuant to § 56 KVBG, the German government should, during the regular comprehensive reviews in 2026, 2029 and 2032, simultaneously review whether each of the milestones for the reduction and cessation of coal-fired power generation after 2030 can be brought forward three years and whether the date of 31st December 2035 for the final exit can be achieved.

Consideration of the latter provision makes it clear that the new objective of bringing forward the coal phase-out to 2030 stated in the coalition agreement would require an amendment of the KVBG and a fast decision and determination concerning the earlier exit date. In the following, the case for an amendment of the KVBG will also be made, but in the opposite direction: the reduction and termination of coal-fired power generation should be suspended for the time being and as soon as possible. There are valid reasons for taking this step because in the light of developments in 2022, the criteria set forth in the KVBG no longer justify a coal phase-out at this time.

Meanwhile, the federal government has allowed the legal deadline for the first audit report of 15 August 2022 to expire. [3] There are indications that the report will possibly be issued by the end of the year. No official reasons have been given for the delay. What is clear, however, is that the assumptions and prerequisites on which the coal phase-out was based have fundamentally changed in the meantime. The guiding idea of the Coal Phase-Out Act – the replacement of coal with natural gas as a backup for renewables in power generation – is no longer feasible.

New era in German energy policy – natural gas no longer reliable for the transition

Prior to the beginning of the coronavirus pandemic in 2020, world fossil fuel prices were at a relatively low level, global supply exceeded demand and international markets for coal or natural gas were evidently buyers' markets. The prospect of worldwide decarbonisation manifested since the World Climate Conference 2015 in Paris and especially the "Green Deal" adopted in 2019 with the goal of climate neutrality in the EU by 2050 also promised in the long term a shift away from fossil energies, first and foremost from coal, and a turning towards electricity generation from renewable energies in conjunction with cross-sector electrification. These goals were also intended to strengthen the security of energy supply by successively reducing dependence on energy imports from politically uncertain supplier countries such as Russia or the OPEC states. It has often been overlooked, however – especially in the German energy debate – that this shift leads to new dependencies on hitherto non-energy critical raw materials such as lithium, nickel, cobalt or rare earths without which the green energy transition cannot be realised and for which the concentration of raw material deposits and production in only a few and/ or politically unreliable countries is in some instances even more critical than is true of oil, natural gas, hard coal or even lignite. In addition, there are the risks and vulnerabilities of critical energy infrastructures such as gas pipelines or power lines that are not limited to political or technical factors, but include as well, e.g., terrorism or cyberattacks. [4]

With the outbreak of the pandemic or the in part drastic measures initiated to combat it, economies and trade collapsed worldwide and energy demand and prices fell almost globally. The developments caused a substantial reduction or shut-down of global production capacities and investments in the fossil energy sector such as the consolidation of shale oil and gas production in the USA or of tanker capacities for the maritime transport of oil and liquefied gas, all of which initially went

virtually unnoticed in Germany. When economies began recovering at an unexpectedly rapid pace – in Asia as early as the end of 2020 and by spring 2021 in the rest of the world – energy demand, including demand for natural gas and LNG imports, rose sharply and exceeded available supply, leading to an initial shortage and price explosion, especially in the natural gas sector. In the EU, natural gas prices in September 2021 were as much as 600% higher than one year earlier. "To this extent and until that time, the European natural gas crisis was initially above all a consequence of the imbalance between the higher global demand and the worldwide supply"; nevertheless, few in Germany (apart from expert circles) paid any attention to this or to the manipulative role of Russia in supplying natural gas to Europe such as the low filling of the natural gas storage facilities in the EU (some of which are operated directly by Gazprom) as also occurred in this country. [5]

The strong upward trend in CO₂ prices in EU emission trading from about 30 €/t at the beginning of the year to almost 100 €/t towards the end of the year also contributed to the rise in natural gas prices and in coal and electricity prices, which also rose sharply in 2021. The decisive impetus behind this trend came from the new regulations for the fourth phase of the EU ETS, which went into effect in 2021, and the further tightening of the EU's "Fit for 55" pact, which aims to achieve an EU-wide reduction in CO₂ emissions of 55% by 2030. The annual reduction rate in the EU ETS, which had achieved an overall reduction of more than 40% by 2020 compared to 2005, has been raised further. This is yet another action aimed at encouraging the switch from coal to natural gas during the transition to a decarbonised energy system, but the initial effect is to drive up electricity and energy prices.

Russia's military invasion of Ukraine on 24th February 2022 represented a "new era" in German security policy, as Chancellor Scholz declared shortly afterwards with broad approval in the German Bundestag. The issues of energy, especially natural gas supply security, are elements of this policy. As of 2021, Germany had become dependent on Russia for more than one-quarter of its primary energy supply; dependency on Russian natural gas at 55 % was even higher, and plans were to increase procurements once the Nord Stream 2 pipeline, which was nearing completion, was in operation: a cluster risk that was in contradiction to the long-established principle of a balanced, broadly diversified energy mix and that had been the subject of warnings from security experts as well as EU partners, the USA and Ukraine for some time. [6] The Kremlin's decision to invade Ukraine and the subsequent war followed by the related sanctions imposed by the USA and NATO countries in response (including the suspension of the Nord Stream 2 project) have forced the EU countries (Germany in particular) to face unprecedented cuts and interruptions in Russian natural gas supplies, even the threat of a complete halt in deliveries, in addition to a dramatic deterioration in political and economic relations with Russia. Alternative import options – generally LNG (liquefied natural gas) transports from other continents as replacements for Russian pipeline natural gas – have as of this moment been developed solely to a relatively small extent and are labouring under the tense global natural gas market conditions. Persistent shortages and a further explosion in natural gas prices were and are to be expected [7], which in 2022 also triggered rapidly rising prices for electricity

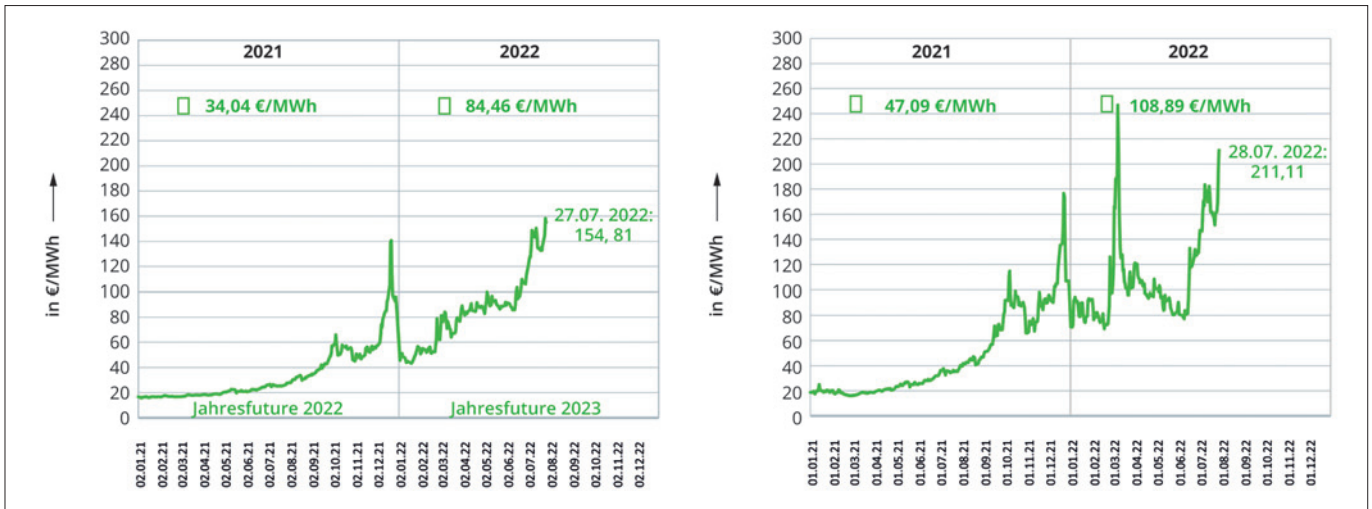


Fig. 2. Wholesale prices for natural gas 2021/2022. Source: BDEW/AGEB 8/2022

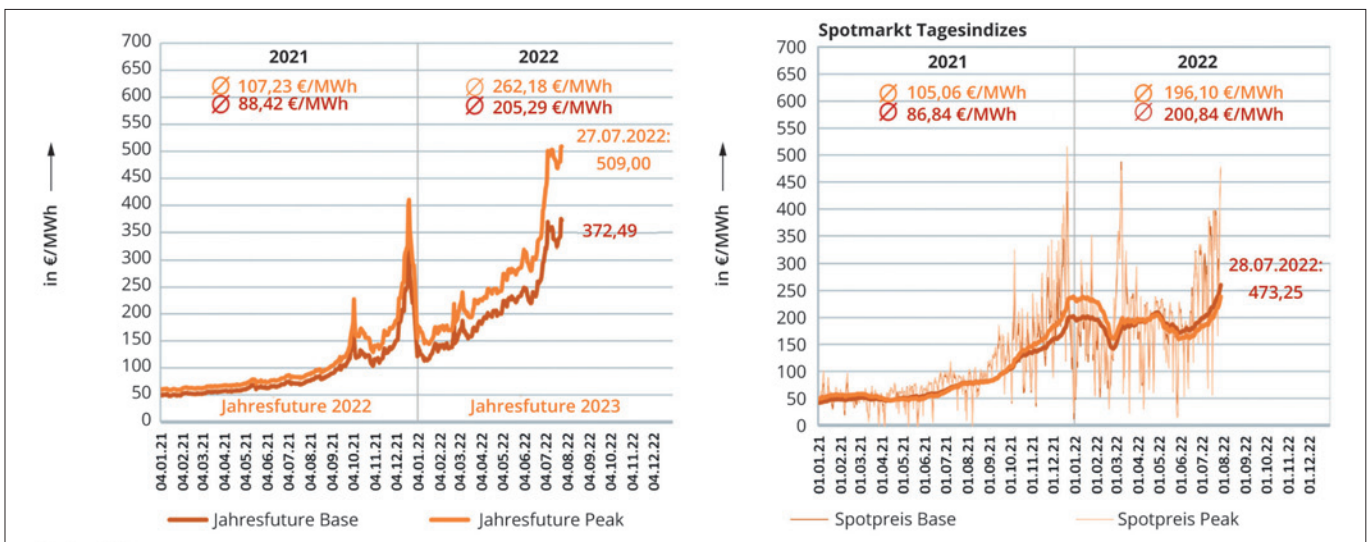


Fig. 3. Development of electric power prices 2021/2022. Source: EEX, entso-E

owing to the merit order effect on the electricity market (at the end of August 2022, e.g., the price on the EEX (Phelix baseload) reached 988 €/MWh, more than ten times the daily value in the previous year (85 €/MWh) [8]) and a serious energy crisis as well as a debate on electricity market reforms (Fig. 2, Fig. 3). At the same time, the increased energy prices are regarded as the principle driver of overall economic inflation, which has reached a level similar to that following the first world oil price crisis in the 1970s and a record value for reunified Germany. It has been accompanied by major losses in consumer purchasing power and recessionary trends across all sectors, but especially in the entire energy-intensive economy, from chemicals, steel, metals, building materials, cement, glass and paper to fertiliser production or the automotive supply industry to the bakery trade and other food production and elsewhere.

The German government has implemented numerous measures in response to the energy crisis ranging from intensive trade policy efforts for LNG supply contracts, financial aid and accelerated permits for liquefied natural gas terminals in Germany and international solidarity agreements to the increase of

national natural gas storage requirements and a nationalisation of the natural gas storage companies, the natural gas emergency plan and various related amendments of the Energy Security Act to aid programmes for energy consumers, the support of natural gas trading companies crippled by the crisis and the reduction of VAT for private natural gas customers to mitigate the impact. Such actions have been supplemented by energy-saving regulations and appeals – “take less time in the shower”, lower temperatures for heating private residences, 20% less natural gas consumption, etc. Simultaneously, an acceleration package for the further expansion and prioritisation of wind and solar power plants in Germany has been launched.

A parallel action of the German government was the presentation of a bill for the Act for Standby Operation of Substitute Power Plants, adopted by the Bundestag in mid-July 2022, essentially a “natural gas replacement reserve” for the electricity market. Its provisions allow oil- and hard coal-fired power plants with a total capacity of 5.9 GW (4.3 GW for coal power plants) from the so-called grid reserve of the transmission system operators to be “allowed to return to the market” temporarily

and under certain conditions, including for coal stockpiling, until spring 2023 with the aim of reducing natural gas-fired power generation and of preventing bottlenecks. The same provisions apply from October 2022 and until 1 March 2024 to 1.3 GW capacity of lignite-fired power plants in “security standby” and additional hard coal-fired power plants that were scheduled for closure in 2022 and 2023 in the plans for the coal phase-out. [9] However, these activations are voluntary and are not supposed to turn into permanent operation; moreover, their implementation has been sluggish.

It remains to be seen whether all these measures will be adequate to avert a natural gas supply emergency in the winter of 2022/2023, to avoid a longer-lasting natural gas and electricity supply crisis and to slow down noticeably the extreme increases in electricity and energy prices. Grave doubts are certainly justified. Aside from the exorbitant burdens and supply risks for private consumers, German industry in particular is caught in an “energy price trap” (Handelsblatt). The high natural gas and electricity prices translate de facto into serious competitive disadvantages for companies in Germany as a business location and encourage deindustrialisation, a process that has been underway in energy-intensive industry for some time, but is now intensifying and spreading markedly. Even before the current energy crisis, Germany had the highest industrial electricity prices among industrialised countries, and that was before adding the electricity tax. At just under 111 €/MWh in mid-2022 (there were spikes of well over 300 €/MWh during the year), natural gas prices in the EU were twice as high as in Japan (equivalent to 55 €/MWh) and more than four times as high as in the USA (around 25 €/MWh). This spectacular gap will not be closed even if the natural gas market drops to a lower level, a development that is unimaginable at present because of the high delivery costs for LNG. In the long term, however, Germany’s competitiveness as an industrial location is at jeopardy – with all the related economic and social consequences. [10]

The reliance on natural gas as a bridge on the journey to the renewable energy age has become unsupportable since this turn of events. The German government itself has stated that natural gas and other energy imports from Russia must be halted completely as soon as possible (the decision to stop coal imports was made in July 2022) – ignoring the possibility that Russia may well decide to turn off the natural gas tap of its own accord as has happened for Nord Stream 1 – and that it will probably take several years just to replace the lost Russian natural gas supplies with natural gas imports from other world markets, let alone to increase the volume of natural gas imports. These strictly quantitative considerations do not consider price relations at all. Nevertheless, more fundamental corrections to the course of the energy transition as it has been pursued in Germany for years and ambitiously stepped up by the traffic light coalition are not yet even on the agenda. In view of the acute natural gas crisis, it would be particularly obvious to revitalise domestic natural gas production, which is in decline in any case and would otherwise be completely exhausted in a few years; there are, for instance, large reserves in the deep North German shale rock that could be exploited by fracking, and production could replace imports of fracked natural gas from North America or other producers. Domestic natural gas production in 2021 amounted to a mere 50.5 bn kWh, all of 5% of domestic consumption; 95% of the

demand had to be imported, while Germany imported more than another 60% for (intermediate) trade and export. The Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) estimates conventional domestic natural gas reserves at 22 bn m³, which would represent just five more years of production at the current level. In contrast, unconventional gas reserves such as coal seam gas and especially shale gas, which could be tapped by fracking, are estimated at 1,360 bn m³. [11]

The special topic of nuclear power was discussed in 2022 in the sense of a “stretch operation” of the last three German nuclear power plants, which were actually scheduled for final closure at the end of the year. The coalition parties were unable to reach any agreement, however, about longer-term lifetime extensions, much less the construction of new reactors or at least the testing of new types of reactor concepts. Not even R&D activities in this field are supposed to be continued in Germany.

If these options are definitely ruled out, however, the foreseeable longer-term natural gas shortage, the high natural gas prices that will remain in effect and the energy policy risks and problems associated with natural gas imports will leave coal as the only option for the backbone of the German energy transition, in any case for a longer period of time than previous political resolutions and declarations of intent have communicated and longer than climate activists with their more than one-sided perspective have deemed acceptable. This would moreover facilitate the foreseeably difficult structural change in the coal regions. Still, this step would require considerable modifications to the Coal Phase-Out Act, although this would give coal-fired power generation and domestic coal extraction a legal reliable basis for planning until alternatives exist that are genuinely reliable technical and economic capacities and not merely political wishful thinking. Numerous solid arguments can be put forward for suspending the coal phase-out, and they will be presented in the following. If the coal phase-out remains untouched or even moved forward, Germany would be embarking on an “energy and regional economic adventure”, as this author explained in an earlier article, and the dangers of this adventure have materialised faster than expected because of the new era. [12]

Securing electricity and heat supply with coal

The concept of the energy transition in Germany is essentially, as practiced to date, one of an electricity transition. The main building blocks are the largely completed or scheduled exits from nuclear and coal-fired power, the expansion of renewable power generation, especially from wind and PV – where progress has only partially met expectations and must be strongly accelerated in the future – and the substitution of electrification and the use of hydrogen produced using green electricity for oil and natural gas in the other sectors. If these goals are to be realised, however, total power generation must rise dramatically because electricity will be needed in future for e-mobility and for more and more electric heating equipment such as heat pumps and power-to-heat plants; moreover, enormous capacities for hydrogen electrolysis and the processes known as power-to-gas and power-to-liquids will be required, all in addition to the current uses of power that include the growing complexity of installations

for modern information technologies (digitalisation). There are various scenario studies based on differing assumptions on the rise in electricity consumption and the electricity generation required to meet the demand. The study “Climate Paths 2.0” from the Boston Consulting Group (BCG) presented in October 2021, which was commissioned by and in cooperation with the Federation of German Industries (BDI), is based on a particularly broad foundation of expertise from business practice and has completely calculated a programme for a climate-neutral economy in the year 2045 (Fig. 4). This study indicates that electricity consumption in Germany in 2045 would be almost double that of 2019. The power generation capacities, i.e. the installed capacity, would have to almost treble from 225 GW to 621 GW (+276%). Besides an increase in wind and solar power capacities (a doubling as early as 2030), an increase in natural gas-fired power capacities from 31 GW to 74 GW in 2030 (whereby coal-fired power generation would have been completely replaced as early as 2030) and to 88 GW in 2045 is assumed; another assumption is that biogas and remethanised green hydrogen would be used more and more frequently in lieu of natural gas after 2030. [13]

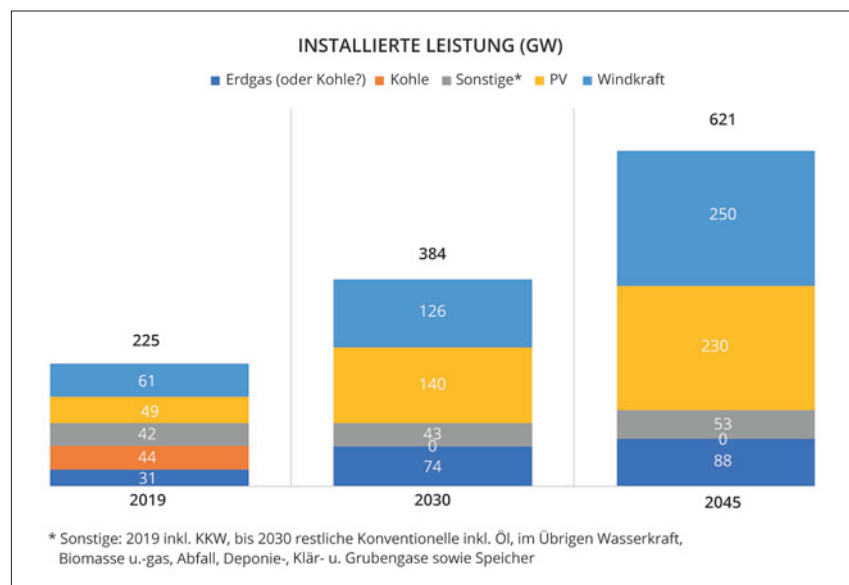


Fig. 4. Power generation capacities in GW until 2030 and 2045 according to the climate pathways 2.0 study (BCG/BDI)

In short, natural gas-fired power generation would have to increase by 43 GW in addition to the more than 150 GW of new renewable generation capacity. Growth of this magnitude is equivalent to the (parallel) construction of 80 to 100 new natural gas-fired power plants, a programme of a scope that has never been seen before in such a short period of time, even in the conventional sector in Germany, and one that appears unrealistic in view of the usual planning, project and construction times – not to mention the question of whether there are enough specialist companies willing to invest the required funds and effort under the current political and economic conditions. Even if the expansion of wind power and PV, including the necessary grids, were to become possible to this exorbitant extent in the next few years, the addition of an additional 43 GW of power generation from natural gas no longer seems practically possible in view of the latest developments in the natural gas sector; supplying even existing natural gas capacities alone is likely to be a major challenge in the coming years. At the same time, the question arises as to why the coal-fired power plant capacities that in 2019 amounted to 40 GW and that are in part still available should be completely removed from the market by 2030. The proposals advanced here are to leave in place for the time being the coal-fired generation capacity of about 30 GW achieved by 2022, to reactivate as far as possible recently closed capacities, to suspend the coal phase-out for the moment and to replace the originally planned natural gas reserve for power generation with a coal/natural gas mix (Fig. 4).

The idea of leaving in operation one coal-fired power plant scheduled for closure for every natural gas-fired power plant that is not completed on time does not seem realistic because of the major issues in synchronising the actions and the lack of planning security. The decision to suspend the coal phase-out must be made as soon as possible to ensure adequate effectiveness and to secure the power supply for the foreseeable future.

In future, the imported natural gas (which has become scarce) should be reserved primarily for securing the heat supply and be limited at this time to power generation primarily in highly efficient combined cycle plants that simultaneously contribute to the heat supply, especially in district heating networks, via cogeneration of heat and power. This covers about two-thirds of the natural gas capacities for power generation, after all. Any further substitution of natural gas for the current generation of district heating should be halted; the same is true of any changeover to strictly open-cycle gas turbines as the supply of their energy source can no longer be guaranteed.

In contrast to earlier years, there are now no economic arguments in favour of a switch from coal to natural gas even if the issue of supply security is ignored. Even when CO₂ costs are factored in, coal-fired electricity has for the most part had a distinct and consistent cost advantage over natural gas-fired electricity in the EU since 2021, known among experts as the “clean dark spread”. It has been known for a long time that coal, measured in terms of the import prices of energy sources without a CO₂ surcharge, has always been considerably cheaper in Germany than Russian pipeline natural gas, and this trend has been on the rise since 2021; see the price development of imported hard coal compared to imported oil and imported natural gas in TCE (Fig. 5). Despite the sharp rise in the price of hard coal during the same period, the price difference to expensive imported natural gas has continued to grow in 2022.

It is clear that the volatile and fluctuating renewable energies wind power and PV that are dependent on weather conditions need a conventional backup, a balancing and reserve capacity, because otherwise the demand cannot be covered permanently in the required scope, i.e. 24/7. This is especially true during periods in which there are strong supply disruptions or there is a simultaneous lack of wind or sunshine over a longer period of time (dark doldrums) and the electricity supply cannot otherwise be guaranteed

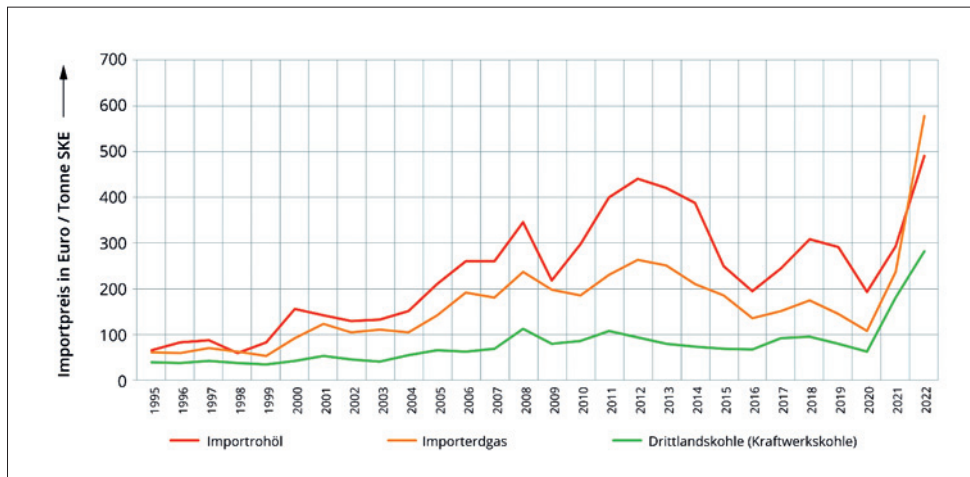


Fig. 5. Price development of selected imported energy sources. Source: Statistik der Kohlenwirtschaft, BAFA (bis 2018), VDKI (ab 2019), Stat. Bundesamt; Stand: Juli 2022

reliably as long as there are no technologies for large, long-term electricity storage. Despite intensive R&D efforts, this is still far from the case; dark doldrums lasting more than two days occur twice a year on average and can extend to periods as long as two weeks, and periods of low wind and solar power are a constant factor (every night for PV). The pumped-storage power plant capacities available in Germany are far too small for this purpose, and for the foreseeable future, the number and costs of electric batteries will prevent them from offering solutions for more than so-called balancing power and reserves in a range of minutes. [14] Hydrogen could be the solution to the long-term storage problem, but it is not yet an electricity storage system itself; it can serve solely as a storable raw material for remethanisation, a process that in turn means additional electricity demand and low energy efficiency. Although high energy policy hopes are being placed in the hydrogen route because of its theoretically considerable storage potential and its close link to natural gas technology, capacities are still only low. This is another area requiring large-scale expansion, but apart from other practical obstacles and now the natural gas issue, it will remain blocked for the time being by the lack of economic viability and the need for enormous subsidies. [15] This finding currently applies to the relatively densely populated and highly industrialised Germany as well as internationally, which is why the state of affairs can be summed up as follows in agreement with Vaclav Smil: "And even in this era of high-electronic miracles, it is still impossible to store electricity affordably in quantities sufficient to meet the demand of a medium-sized city (500,000 people) for only a week or to supply a megacity (more than 10 M people) for just a half day." [16]

Existing coal-fired power plants can do very well what natural gas can no longer do and hydrogen will not be able to do for a long time to come. Modern coal-fired power plant technology offers a flexible mode of operation similar to that of natural gas-fired power plants. This was the conclusion reached by the green think tank Agora Energiewende as early as 2017 on the basis of a study by Prognos and Fichtner. The study notes that "electricity systems that have so far been based primarily on coal-fired power plants offer much more room for the expansion of renewable energies than is often claimed." The conclusion is that coal-fired power plants "are not necessarily an obstacle to the expansion of renewable energies." As examples from Germany and Denmark demonstrate, even old coal-fired power plants can be operated

"almost as flexibly as natural gas-fired power plants" with little conversion and relatively little economic effort, and by regularly ramping up and down according to demand, they can "adapt their electricity production far more flexibly to the fluctuating output of wind and solar power plants than has often been assumed up to now." This makes it possible to make this coal-fired electricity "more climate-friendly at low cost while maintaining security of electricity supply." [17] This does not even consider that coal can also be burned in combination with biomass or waste, which provides additional flexibility in fuel input.

This statement must be seen against the background that coal continues to be a reliable and cheap source of energy for electricity generation and contributes no less than 37% to power generation worldwide and globally continues to be the Number One energy source for electricity generation. Germany's share of coal-fired power currently corresponds almost exactly to the global average. But it could show precisely how this contribution can be reconciled with the energy transition. At the same time, Germany can continue to cover its demand for lignite completely from domestic deposits, insofar and as long as domestic lignite production is maintained. Although there are still substantial hard coal deposits, they have no longer been accessible since the complete shutdown of the domestic hard coal mining industry and, from a strictly technical point of view, could be opened up again only in the very long term at best and in isolated cases. What is available, however, is a stable, relatively diversified and logistically well-developed supply from the world coal markets that excludes procurements from Russia; Germany has been importing from these markets – whether from Poland, South Africa, Colombia, the USA to Australia and others – for a long time. Virtually nothing has ever been imported to Europe and Germany from Indonesia, the world's largest export country for steam coal, mainly because of its low grade, but this issue appears to be surmountable technically and economically. The Indonesian coal industry is now in negotiations with several Western countries. [18]

If the recommendation in this article is for the indefinite use of coal or a coal/natural gas mix in electricity generation, it should by no means be understood as an objection to the expansion of renewable energies, but rather for use as the backup to these sources. When (perhaps one day in the not-too-distant future) sufficient regenerative capacities and long-term storage facilities based on hydrogen – or whatever alternatives energy technology

research may yet develop – have been built, the coal- and natural gas-fired power plants can finally be taken offline without any worries about the security of electricity supply – but only then. The operational start-up of the new energy supply must precede the shutdown of the previous supply, not vice-versa. Since, at the same time, the course set by the energy transition on the electricity market is no longer about genuine competition, but only about the future backup function outlined above prioritising renewables, there is a lot to be said for establishing a so-called capacity market or comparable capacity mechanisms for coal and natural gas power in the future. A capacity market designates an electricity market on which the actual production or consumption of electricity quantities is no longer traded and remunerated – the so-called energy-only market – but rather solely the services provided to maintain balancing and reserve capacities and their controllably secured use. The establishment of this type of market has been the subject of dispute in Germany for years. Other European countries such as France or the UK have established capacity markets, which shows that EU-compliant solutions are possible. A reform of the electricity market is already on the agenda in Germany. The German Electricity and Water Industry Association (BDEW), which had previously discussed the issues comprehensively, diligently compiled once more in 2021 the aspects that must be considered from the perspective of the security of the electricity supply in general, albeit still based on the premise of natural gas as a bridge to the electricity market of the future [19]. This premise has now fallen by the wayside, but the imperative to secure the electricity supply remains unchanged.

Hardly any disadvantages for climate protection from coal backup

While there are usually no serious objections to the argument that coal provides security of supply and is cheap, the usual criticism is that coal is the energy source that is most harmful to the climate and must therefore be the first to be ousted from the energy mix for the realisation of climate policy goals. Apart from the fact that this approach of a complete exit is difficult to reconcile with the basic principle of a balanced energy mix and that the initially chosen alternative of natural gas is no longer viable in view of the geopolitical situation and developments, the disadvantages of a coal backup instead of a natural gas backup in power generation are also much smaller from a climate protection viewpoint than they appear in the often truncated political debates. First of all, it should be pointed out that the climate debate in Germany is characterised by gross disproportionality, especially in the contributions of many media and climate activists. Every policy, including climate policy, must take into account a multitude of interactions, side effects and consequences and conflicting goals must be balanced. That is why energy policy has always pursued a balanced triangle of goals of environmental compatibility (which is more than climate protection), security and economic efficiency of the energy supply. Likewise, every policy committed to sustainability, including energy and climate policy, must carefully weigh ecological aspects with economic and social aspects.

Moreover, climate protection is a global issue that can ultimately be solved solely on a global scale and not even remotely by the climate policy in Germany alone, no matter how ambitious

it may be. Germany's share of global energy-related CO₂ emissions, which according to energy data from the Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Protection (BMWK) totalled 34,040 Mt in 2019, was exactly 2%. More than half of CO₂ emissions worldwide (50.5%) comes from Asia/Oceania; China alone accounts for almost 29% of global CO₂ emissions. This represents about twice the share of emissions of the USA (14.7%) and more than three times that of the entire EU and the UK (8.6%). Even if Germany, with its current share of only one-fiftieth, could suddenly achieve climate neutrality and immediately reduce all emissions to net zero, not only would this have no impact on 98% of global CO₂ emissions; the decrease would also be completely wiped out by the increase in emissions in the rest of the world within just 15 months (based on the average annual rate since 1990 of approximately 1.6%). Of course, Germany could play a certain role as a role model and pacemaker in climate policy. But this has obviously not made any impression on a global scale, which is what matters here. The model of the German energy transition, including the coal phase-out, is not being imitated in most of the world, and even neighbouring European countries pay little attention to it; they are taking very different tacks in their energy policies and not only, as is quite obviously the case, in their nuclear energy policies.

The contribution of coal-fired power generation in Germany to global CO₂ emissions is about 0.6%, so the coal phase-out in this country would fizzle out on a global scale in a few months. The importance of the coal phase-out is often overblown, however, even from a strictly national perspective. The great breakthrough toward national climate neutrality cannot be achieved with the exit from coal-fired power generation and other coal use alone. The share of energy-related CO₂ emissions in Germany produced by coal is simply too low in comparison with the hydrocarbons oil and natural gas. To be sure, lignite was still the energy source with the highest CO₂ emissions in Germany in 1990 and coal as a whole (lignite and hard coal combined) accounted for more than half. But these ratios have changed fundamentally in the last three decades. In 2000, oil was the energy source with the largest share of domestic CO₂ emissions, and most recently (2021) oil alone accounted for 35% of emissions, more than coal as a whole (34%). Although there was a major reduction of 32% in CO₂ emissions from oil consumption between 1990 and 2021, the reductions in hard coal (– 56%) and lignite (– 62%) were much greater. In contrast, natural gas was the only conventional energy source to record a considerable increase of 47% – being used partly as a substitute for oil, partly as a substitute for coal. In the meantime, all coal now accounts for only 34% of energy-related CO₂ emissions in Germany, but hydrocarbons as a group account for 62% (Fig. 6). In other words, a complete coal phase-out can take the country at most one-third of the way to national climate neutrality; an increase in the use of natural gas would lower this figure even further. It must be clear to every decision-maker, every company and every citizen that the goal of climate neutrality cannot be achieved simply by phasing out coal. Quite the contrary – exit plans for natural gas and oil with their broader and more diffusely distributed direct consumers are also required, and that means that there is a lot more hard work ahead when it comes to climate policy – and tackling these tasks began later in Germany. The communication in the media on this topic is still woefully inadequate.

Energieträger / Mio. t p.a.	1990	2000	2010	2021	Reduktion 2021/1990
Braunkohle	330,4 (34%)	170,4 (20%)	166,6 (21%)	124,0 (20%)	-62%
Steinkohle	202,1 (21%)	178,7 (21%)	159,4 (20%)	89,0 (14%)	-56%
Kohle gesamt	532,5 (55%)	349,1 (41%)	326,0 (41%)	213,0 (34%)	-60%
Mineralöl	319,0 (32%)	317,4 (38%)	259,6 (33%)	218,0 (35%)	-32%
Erdgas	116,9 (12%)	158,4 (19%)	176,0 (23%)	172,4 (27%)	+47%
Kohlenwasserstoffe gesamt	435,9 (44%)	475,8 (57%)	435,6 (56%)	390,4 (62%)	-10%
Sonstige (z.B. Biomasse, Müll)	8,2 (1%)	11,9 (2%)	20,2 (3%)	23,8 (4%)	+190%
Total	985,7	836,8	781,9	627,2	-36%

Quellen: BMWK Energiedaten 2022 (hier Daten bis 2010); Schiffer in ET 3/2022 (Daten für 2021); eig. Berechnungen

Fig. 6. Development of CO₂ emissions in Germany in comparison with other energy sources

From a climate policy standpoint, prioritising the coal phaseout cannot in any case be justified by the bare facts. Conversely, in terms of climate protection, continuing to use coal for power generation for the time being does not de facto present any significant disadvantages compared to natural gas as a “bridge” because – excluding pipeline transports from Russia and in consideration of declining deliveries from other European countries – a global standpoint that includes the supply routes reveals that liquefied gas transports of US shale gas have a worse CO₂ balance than domestic lignite and imported hard coal; liquefied gas transports by ship from Algeria or Qatar are only slightly better. [20] This does not even address the issue of methane leaks during natural gas production or leaks during transport or conversion processes.

Determining climate policy must also recognise that the issue here is solely about an increasingly limited role for coal on the electricity market as a balancing and reserve capacity for renewables and not about increasing the share of current coal-fired electricity generation itself. As the professional website “Tech for Future”, which also assumes the collapse of the natural gas bridge (“Natural gas as a bridge technology is dead”), has shown, the significant factor for CO₂ emissions from power generation is not how much coal capacity is shut down, but how much coal is actually combusted in the power plants. Coal-fired power plants that operate for merely a few hours to generate electricity when there is not enough wind and solar power available, but are otherwise only in standby mode as a safety reserve, also have correspondingly low CO₂ emissions. Tech for Future has calculated a case for the lifetime of a coal-based backup for 2030, assuming that annual electricity consumption in Germany will increase to 700 TWh, 30 GW of natural gas-fired capacity will be added and the expansion target for renewable electricity of 80% will be achieved. The weather data from 2015 to 2021 are assumed to be representative. In this case, a balancing and reserve capacity of 40 GW based on coal (50% each for lignite and hard coal) would have an average utilisation of only 3.6% or 319 h/a. Although the 5 GW most used for backup power would reach as much as 70 % capacity utilisation, other coal-fired power plants would hardly operate at all, and the 5 GW least used for backup power would post a mere 0.05% capacity utilisation or 4 h/a, and over the long run, they would be completely idle in some years. In total, only 1.6 TWh of coal-fired electricity would be produced in 2030 instead of the 163 TWh of 2021. That would be a decline of 99%, and the same would be true of the CO₂ emissions from the remaining coal-fired power generation – without a complete coal phase-out, but with security of supply through reserve coal-fired power. [21]

The reputable consulting firm McKinsey also assumes that a premature coal phase-out can no longer be achieved under any circumstances on the energy transition journey in view of the natural gas shortages, even if natural gas continues to make an important, but smaller contribution. As part of the McKinsey Energy Transition Index, three electricity mix scenarios incorporating a large number of energy industry assumptions and variants were calculated for 2030, and, in consideration of the continuing scarcity and higher prices of natural gas, all predict that the share of coal-fired power will remain substantial and that

its role will go beyond that of a mere security reserve. The “Federal Government Plan” scenario presumes that renewable electricity production, electrification and hydrogen capacities will be expanded as planned and remains committed to the statutory coal phase-out by 2038. Nevertheless, coal-fired power generation would have to contribute 63 TWh in 2030 “to ensure seamless supply.” This would represent a reduction of 61% compared to 2021 and an equivalent decline in the resulting CO₂ emissions – a total decrease of 84% from coal-fired power generation since 1990. The planned emission reduction target in the electricity sector would nevertheless still be achieved. Significantly more coal-fired power generation would be expected in Germany in 2030 in the two alternative scenarios “Largely self-sufficient” and “Electricity from Europe” owing to price effects. In these scenarios, it is presumed that Germany will accelerate the expansion of renewable energies, but that it will not fully achieve its ambitious targets by 2030 and will import even less natural gas. This would also drive the CO₂ emissions of the power sector to a relatively high level. According to McKinsey, the so-called secured reserve margin, i.e. the share of necessary secured output, is even now “on the brink”. If coal were to be phased out by 2030, this would fall into negative territory, i.e. the security of the power supply could no longer be guaranteed at all times in the future. [23]

The utilisation of CCS or CCUS technologies (capture and storage and/or utilisation of CO₂) is an option that could eliminate the remaining CO₂ emissions from coal-fired power generation in the long term and largely resolve the conflict between the security of supply advantage and the climate protection disadvantage of coal-fired power generation. Such technologies are available and should be used in any case for the unavoidable residual emissions in certain other sectors of the economy. But future coal-fired power generation would concern solely residual emissions as well. There would also be a number of opportunities for the economic use of these emissions such as the production of special

plastics or synthetic fuels or the addition of carbon required during the remethanisation of hydrogen. [22] The Ethics Commission "Secure Energy Supply" even recommended a German "clean coal" programme of this type involving the development of commercial cycles for the use of CO₂ in 2011 to as part of the nuclear power exit. [24] This recommendation is now current again.

Consider the raw material aspects of a coal phase-out more comprehensively

The legally required review of the coal phase-out in Germany also requires, as mentioned above, the consideration of raw material aspects, explicitly referring to gypsum for the construction industry. Gypsum that can be used as a building material has always been produced in relatively large quantities during the flue gas desulphurisation of coal-fired power plants. In future, increasing quantities of this product would have to come from mining the limited natural gypsum deposits in this country or from imports. The supply prospects of other by-products of coal-fired power plants such as fly ash or boiler sand, which are also in demand as aggregates in the construction industry, should also be considered. Additionally, raw coal plays a special energetic and material role in the cement and lime industries. So the coal phase-out has quite a significant impact on the construction sector. Suspending the coal phase-out would ease the supply situation for this industry, which is also essential for the achievement of many other goals and projects during the energy transition, and alleviate the time pressure for its adaptation. These and other side and consequential effects must always be taken into account.

The German coal phase-out has been conceived as a phase-out of coal-fired power generation, the main user of lignite and hard coal. It does not concern directly the material uses of coal, from its niche functions on the heating market as briquettes for heating to the use of coking coal and coke for the production of crude steel or in the foundry industry to the many diverse uses in the chemical industry. These sectors are affected by various other climate policy measures that are tantamount to a coal phase-out without any explicit deadlines. A slower withdrawal from the coal market could make sense and be helpful in managing the transformation for these areas of material coal use, especially since the status of natural gas as a bridge has become questionable here as well.

One example can be seen in the lignite-based montan waxes produced by Romonta GmbH from Amsdorf in Saxony-Anhalt, which has been active in lignite refinement for 100 years; it operates its own opencast pit and is the world's largest producer of raw montan wax, a "hidden champion". Romonta's products are used in a multitude of applications from construction to the capital goods and consumer goods industries. [25] This example is intended merely to demonstrate that the raw material aspects associated with the coal phase-out and their economic interrelationships should be the subject of more comprehensive consideration than is seen in the general demand for the fastest possible end to the use of coal.

Likewise, sufficient clarification of the raw material basis for renewable energies or hydrogen technology that are seen as alternatives and of the necessity to secure supply even in the face

of growing global demand and the concentration of raw material deposits in critical supplier countries must be explicitly demanded to prevent a predicament in these areas similar to the one currently being experienced in obtaining supplies of natural gas. The energy transition requires enormous material resources; in addition to the classic construction raw materials mentioned above, large quantities of special raw materials, especially "critical" metals, will be needed. Some of these materials are even now in short supply, others are controlled by the near-monopolies of single countries such as China, which is why experts in this field warn of the next dependencies as recently described by the Spektrum der Wissenschaft. Although there are possible solutions to this problem such as a return to the mining of domestic deposits and more research in post-mining, they are not necessarily politically or socially popular and will take a long time. [26]

More time and maturity for regional structural change

A suspension of the coal phase-out would also have clear regional policy benefits. The energy crisis triggered by the new era is proving to be accompanied by the risk of a recession and grave macroeconomic disruptions. This kind of problematic macroeconomic situation arising from an external shock also makes the regional structural change in particular more difficult; if possible, the transformation should (in the sense of Schumpeter's "creative destruction") lead to new value creation and generate jobs to replace the previous production methods that are disappearing at existing locations, but may not have such a creative impact when faced with adversity. This is especially true for the coal regions, which are deprived of their industrial core by a politically driven coal phase-out. [27]

Under such conditions, a successful regional structural change in the course of the coal phase-out must be given more time and the accompanying greater opportunity to mature rather than being confronted with an even shorter time span. Decades of experience with structural change in the Ruhr Valley consequent to the decline of the coal and steel industries prove – as "lessons learned", so to speak – that it takes 15 to 30 years to restore previous industrial sites to marketability and to turn them into regional economic assets. There are neither any general nor coal-specific patent remedies for structural policy, only the realistic realisation that customised solutions and stamina are needed for each of the locations and regions so that there is time to overcome misjudgements, resistance and setbacks. [28] A coal phase-out by 2038 would be at the earliest possible boundary of the range based on experience; even 2045 would be no better than in the intermediate range, while 2030 would clearly be too early.

The latter premise is also supported by initial findings regarding the structural change in the East German lignite regions that has been politically initiated. It has got off to a rather sluggish start and, according to an analysis by the Cologne Institute for Economic Research (IW), is proceeding "far too slowly" for achievement of an exit before 2038; the analysis concludes: "It is still not possible without coal." At another point, it notes: "The war in Ukraine also demands a rethink," because it has already made some of the assumptions of the structural support

launched in 2020 obsolete. Even without the factor of the new era, however, the originally assumed speed of planning and approval procedures has been too slow in practice, and other planned measures have not been adequately focused. [29] One example worth mentioning is the ICE railway line from Berlin via Cottbus to Görlitz, planned as a major infrastructure project for the Lusatian mining area; progress has been minimal because fundamental planning decisions are still lacking. Nor is the envisioned expansion of broadband networks and 5G mobile communications making much headway, not only in the lignite regions, but here as well. Planning for the project to locate the Federal Highway Authority in Leipzig has progressed a little further. And yet, the IW plausibly asks, "What is the benefit of jobs in a booming major city if lignite jobs are lost in rural regions (of the Central German coalfield)" and, moreover, if no one considers that the typical "requirements for government jobs differ greatly from the requirements of industrial jobs that are being lost?" The focus must be instead on attracting new, private companies, above all from industry, to the regions. In general, the IW notes that "Success in the structural change requires – in addition to the right measures – above all time." [30]

Government infrastructure measures such as those included in the Act for the Structural Strengthening of Coal Regions in particular appear to be an essential, but by no means offer an adequate single condition for successful regional structural change. They create the prerequisites for private economic activities. In the German coal regions, the initial objective is in part the clearing of backlogs that will enable these areas to come close at least to catching up with structurally stronger regions. The decisive factor, however, is the sparking of new private sector activity that will generate growth and employment. The IW previously investigated ways and means of encouraging private investors to become active in the coal regions by establishing government framework conditions. Similarly, there is a whole range of so-called place-based job

policies that could be used or reviewed as possible supplements, from financial incentives such as specific grants and tax breaks to public material services provided locally such as tailored counselling and qualification offers. [31] However, the work is not done with the development of these actions; they must also be constantly readjusted and allowed to mature in the competition among locations to become effective.

There is more to this approach than merely attracting and locating companies that previously operated elsewhere to the coal regions or founding new businesses and start-ups in these regions; adequate support must be provided in this sense as well, of course, but it is difficult to predict either the scope or timeline of the success of these actions. Support is also needed for the existing regional economy at the locations that will be especially impacted, whether directly or indirectly, by the coal phase-out, including first and foremost the energy suppliers that generate electricity using coal and the coal mining companies themselves. They must be given sufficient leeway and opportunities to contribute their innovative potential to regional structural change and, as far as possible, to preserve their knowhow and their established value chains through new uses (repurposing). [32] Essential prerequisites for this are that the stability of the existing core business is maintained long enough and that the new activities have profitable useful lives sufficient to finance the necessary investments for the conversion and reorientation of the sites. Another factor in addition to the strictly economic criteria is a time dimension, namely, the transition time, which encompasses all the necessary planning and approval phases and the time required for securing and cleaning up the old sites, procuring materials, building or converting the physical capital and infrastructure, developing all the necessary supply sources (including all the measures necessary for recruiting and/or qualifying personnel) and finally, for operational startup, market development and establishment of the new productions. The shorter the available transition period, the greater the economic risks and the smaller the opportunities for regionally sustainable change tend to be.

The German coal industry itself has long been actively involved in the conversion of coal regions in the direction of the new climate-friendly energy world that is planned. The domestic lignite industry, e.g., is massively expanding renewable energies in combination with battery and/or hydrogen projects in its postmining areas in all coalfields. The assumption, however, is that "green power remains coupled with secured power" and that structural development is based on reliable specifications. A coal phase-out by 2030 would therefore be "difficult to imagine" for them; even the legal exit date of 2038 with the assumption of a natural gas bridge for the energy transition "poses major genuine challenges for the coalfields" (Fig. 7). [33] Just how critical the time factor is for the entire public regional planning concerning the coalfields and how fatal too rapid a coal phase-out or too great the transformation pressure can be for regional income and employment development is something that the eastern German states in particular experienced in the 1990s. And the example of the West German coalfields in the Ruhr and Saar regions with their persistently above-average unemployment and poverty rates after a decades-long adjustment process leading up to the final exit gives little reason to hope that structural change can be successfully managed in a few years.

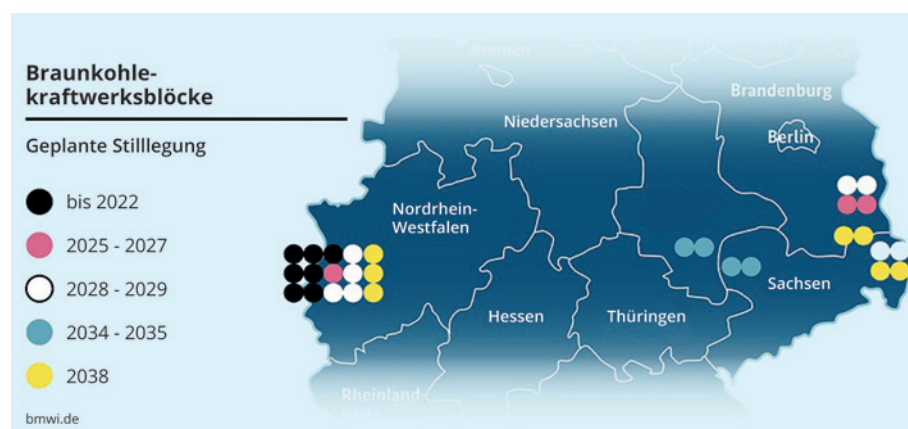


Fig. 7. Previous closure plan for lignite plants from the regional perspective

This is not contradicted by the fact that the massive structural support provided to coal-mining regions under the Act for the Structural Strengthening of Coal Regions can, if successful, trigger a positive structural change and leave the coal-mining regions in a better economic position than before. This is only possible, however, if the funds pledged until 2038 really flow on time and generate the best possible results. This is at least the conclusion of the study carried out by IW Consult on behalf of the state government of North Rhine-Westphalia on the specific job and added-value effects of the structural support in the Rhenish mining area provided in the Act for the Structural Strengthening of Coal Regions that was completed and submitted at the end of 2021. [34] It determined that in the trend scenario it would be possible to leverage the structural funding of 14.8 bn € committed by the federal and state governments in 2020 (in conjunction with private investments) to a value creation potential of around 53 bn € by 2038. This would create 27,000 new jobs in the region and beyond, which would arithmetically more than compensate for the 14,400 jobs lost through the exit from lignite-based power generation. Of course, these predictions are still far from becoming reality; they are merely scenario calculations for economic potential that is dependent on many preconditions, including the special structural conditions of the Rhenish mining area, which are more favourable than those of the eastern German lignite regions. Another key prerequisite is the planned coal phase-out by 2038. A coal phase-out advanced to 2030 would – as this study explicitly points out – mean several thousand fewer jobs and several billion euros in lower added value, all other things being equal. The natural gas crisis and the new era, however, have invalidated the initial assumptions. The study also explicitly refers to strong economic interactions with other sectors that go beyond the coal industry's direct upstream and supplier sectors. This is particularly true of energy-intensive industries such as aluminium that provide about 50,000 jobs in and around the region and for which lignite has been a cost-effective and reliable energy supplier; their future is critically dependent on their products and production processes remaining competitive when energy costs are taken into account. IW Consult refers to calculations by the economic research institute RWI indicating that sharply rising energy prices would jeopardise as many as 20,000 jobs in these industries in the Rhenish coalfield alone and worsen the regional employment balance overall. [35] This is exactly what happened in 2022.

There is also a “pessimistic scenario” for the planned coal phase-out by 2038, in which value creation and employment are considerably lower than in the trend scenario. And this could result from “the lack of the desired success in integrating companies, more extensive deadweight and substitution effects (in the purchase of machinery and equipment, for instance), failure to realise synergy effects among projects and the related reduced significance of the development of spillover effects.”

In any case, it is assumed that the key factor “selection and prioritisation of projects” is implemented as well as possible in economic terms, that objectively reasonable evaluations and recalibrations of projects are carried out regularly, that bureaucratic obstacles and pitfalls are avoided or, e.g., that existing land availability can be used strategically and optimally and that industrial land area potential can be sufficiently realised. [36] These are, so to speak, inherent risks to the success of any structural support, even when general conditions are stable, that are realistically virtually unavoidable and occasionally require time-consuming correction processes during the practical realisation. This alone speaks in favour of revising the deadline in 2038 to a later time or as a minimum of relaxing the strictness of compliance with this date.

However, if negative macroeconomic developments such as the current crisis even today reduce the impact of initial investments (transport infrastructure, research and education, digital transformation, etc.) that provide the decisive stimulus and promise so-called quick wins, especially in the first years of structural support, and consequently, e.g., less private capital can be leveraged for the time being or public contracts cannot be performed as planned, the resulting direct, indirect and induced effects and the associated spillover effects will be reduced or at least delayed and the expected overall effect on regional economic growth and employment will be diminished. This also has a qualitative impact on the content-related objectives of the structural programme briefly described in the study that is intended to make the Rhenish mining area a “model region” both for green energy with a secure supply and modern competitive industry and for sustainable resource use and agrobusiness. [37] The new era in energy policy has also changed the preconditions for these projects even more than significantly and throttled the pace.

The impact on all other coal regions and locations in Germany, whether based on lignite or hard coal, is similar (Fig. 8). Suspending the coal phase-out while continuing the initiated structural support could also mitigate these negative effects in regional policy and improve the prospects for successful structural change in the long term. It is not only in the interest of the future of the coal regions to do what is now indicated in the energy policy without neglecting what remains necessary in the regional policy.



Fig. 8. Coal power – the resilient bridge for the energy transition

REFERENCES

- [1] Siehe die Darstellung zu Kohleausstieg und Strukturwandel des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, seit Ende 2021 für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>
- [2] Koalitionsvertrag „Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“ zwischen SPD, Bündnis 90/ Die Grünen und FDP vom 28.11.2021, hier S. 58f.
- [3] Siehe WELT vom 15.8.2022: Ampel verschiebt wohl ersten Bericht zum Kohleausstieg. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. 2022, H. 5, S. 35–40.
- [4] Vgl. Umbach, F.: *Erdgas als Waffe. Der Kreml, Europa und die Energiefrage*. Berlin 2022, S. 51f. sowie die Rezension zu diesem Buchessay von K. van de Loo: *Erdgas als Waffe – wider die geopolitischen Illusionen bei der Energie- und Rohstoffversorgung*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 73. Jg. (2022) H. 9, S. 59.
- [5] Siehe Umbach 2022, S. 46ff, 53ff.
- [6] Vgl. ebenda S. 7ff.
- [7] Siehe ebenda S. 71ff.
- [8] Handelsblatt vom 29.8.2022: *Energiekrise: Wirtschaftsminister will Strompreisreform*.
- [9] Siehe zum Ersatzkraftwerke-Bereithaltungsgesetz, wichtigen Details und Begründungen: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/gasersatz-reserve-2048304>
- [10] Handelsblatt vom 25.8.2022: *Industrie in der Energiepreisfalle*.
- [11] Siehe BGR Energiestudie 2021 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung, insb. S. 17ff., abrufbar unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2021.html
- [12] van de Loo, K.: *Der Kohleausstieg – ein energie- und regionalwirtschaftliches Abenteuer*. In: *Mining Report Glückauf* 155 (2019) H. 2, S. 178–193.
- [13] Siehe BCG-Gutachten (i. A. BDI): *Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. Berlin 2021, hier insb. S. 11.
- [14] Siehe Niederhausen, H. (Hrsg.): *Generationenprojekt Energiewende. Elektroenergiepolitik im Spannungsfeld von Vision und Mission*. Norderstedt 2022, insb. S. 35ff., 127ff., 237ff.
- [15] Vgl. ebenda insb. S. 109ff., 251ff.
- [16] Smil, V.: *How the world really works. A Scientist's guide to our Past, Present and Future*. Dublin 2022, p. 33.
- [17] Siehe zu den Schlussfolgerungen von Agora Energiewende aus den Studienresultaten: https://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/PM_Agora_FlexCoal_06062017.pdf, ferner die Studie von Prognos und Fichtner selbst „Flexibility in thermal power plants. With a focus in existing coal-fired plants“, abrufbar unter: https://static.agoraenergiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Flexibility_in_thermal_plants/115_flexibility-report-WEB.pdf
- [18] Zu den Steinkohlenimporten nach Deutschland und der Kohleweltmarktsituation siehe den Jahresbericht des VDKi – Fakten und Trends 2021/22. Berlin 2022.
- [19] Siehe BDEW: *Fakten und Argumente – Versorgungssicherheit Strom*. Berlin 2021, abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20210930_Awh_BDEW-Fakten-und-Argumente_Versorgungssicherheit-Strom.pdf
- [20] Siehe Niederhausen, a.a.O., S. 302ff.
- [21] Die Berechnungen von Tech for Future sind dargelegt und abrufbar unter: <https://www.tech-for-future.de/kohleausstieg/>
- [22] Siehe Niederhausen, a.a.O., S. 63ff., 326f.
- [23] Siehe *Energiewende-Index | Germany | McKinsey & Company* sowie dazu den einschlägigen Fachartikel von Vahlenkamp, T. et al.: *Strommix 2030: Kann Deutschland von Energieimporten unabhängiger und gleichzeitig klimaneutral werden?* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. (2022) H. 9, S. 53ff.
- [24] Abschlussbericht der (nur temporär eingesetzten) Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“ vom 30.5.2011: *Deutschlands Energiewende – ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft steht zum Download zur Verfügung u.a. beim Nachhaltigkeitsrat*: https://www.nachhaltigkeitsrat.de/wp-content/uploads/migration/documents/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission_property_publicationFile.pdf
- [25] Eine Selbstdarstellung der Romonta und ihrer Produkte findet sich unter: <https://www.romonta.de/de/unternehmen>
- [26] Siehe dazu etwa den warnenden Artikel im Spektrum der Wissenschaft vom 3.4.2022: *Die Energiewende bekommt ein Rohstoffproblem*. Abrufbar unter: <https://www.spektrum.de/news/fuer-die-energiewende-werden-die-rohstoffe-knapp/2005387>. In der Nachbergbauforschung wird u. a. eruiert, wichtige Wertstoffe für die Energiewende aus Grubenwässern stillgelegter Bergwerke zu gewinnen, siehe beispielhaft das Projekt IAW33 des Forschungszentrums Nachbergbau an der TH Georg Agricola in Bochum; mehr dazu unter: <https://fzn.thga.de/wertstoffe-ausgrubenwasser/>
- [27] Vgl. dazu etwa van de Loo, K.: *Energie und regionalökonomische Konsequenzen der Kohlekommission*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69. Jg. (2018) H. 10, S. 12ff.
- [28] van de Loo, K.; Brüggemann, J.: *Nachbergbauforschung zu Reaktivierung und Transition*. In: *Mining Report Glückauf* 157 (2021) Nr 2, S. 127–139, hier insb. S. 137.
- [29] Die betreffende Analyse des IW vom 1.9.2022 ist abrufbar unter: <https://www.iwkoeln.de/presse/iw-nachrichten/klaus-heinerroehl-noch-gehts-nicht-ohne-kohle.html>
- [30] Ebenda.
- [31] van de Loo, K.; Tiganj, J.: *Beschäftigungsimpulse für (Kohle-) Nachbergbauregionen*. In: *Mining Report Glückauf* 157 (2021) Nr 1, S. 22–39.
- [32] Vgl. ebenda S. 37.
- [33] Siehe dazu das Interview mit dem DEBRIV-Vorsitzenden Philipp Nellessen unter dem Titel „Energiekrise, Strukturentwicklung und Versorgungssicherheit“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72. Jg. (2022) H. 9, S. 19–22.
- [34] Diese Studie von IW Consult im Auftrag der Landesregierung NRW ist abrufbar unter: <https://www.wirtschaft.nrw/pressemitteilung/arbeitsplatz-und-wertschoepfungseffekterheinisches-revier>
- [35] Ebenda S. 14.
- [36] Ebenda S. 50ff.
- [37] Vgl. ebenda S.15.

Artykuł został opublikowany w języku angielskim i niemieckim w "Mining Report Glückauf" (158), nr 6/2022, s. 547–570. Przedruk za zgodą Autora.

Steam turbines for flexible operation

Turbiny parowe do elastycznej eksploatacji

The demand for more flexible operation of power plants has increased significantly in the last few years. Increased numbers of starts, operating hours and ramp rates result in accelerated lifetime consumption of the steam turbine components. Nowadays, one of the major tasks is to assess the capabilities of existing steam turbine units in terms of more flexible operation. New concepts are developed to allow improved flexible operation with associated thermal stress protection of components. New calculation methods support this approach and help to best utilize the remaining lifetime for future operation. The current lifetime status has to be established first and the remaining lifetime is then available to be utilized and distributed for future operation. The assessment of components is done by using the Finite Element Method with creep and transient calculations. Implementation of a state-of-the-art thermal stress control system allows adjustment of the stress calculator settings to the needs of the re-allocated remaining life. There are also options available to enhance flexible operation within an existing steam power plant, e.g. a reconditioning of the existing rotor with particular focus on the first blade groove or exchange an existing component for one with superior properties.

Keywords: steam turbine, lifetime assessment, thermal stress control, creep, fatigue

W ostatnich kilku latach znacząco wzrosło zapotrzebowanie na elastyczną eksploatację elektrowni zawodowych. Zwiększona liczba rozruchów, godzin pracy oraz wyższe tempa zmian mocy skutkują przyspieszonym zużyciem elementów turbin parowych. Obecnie jednym z głównych zadań jest ocena możliwości poprawy elastyczności eksploatacji aktualnie pracujących bloków parowych. Opracowano tutaj nowe koncepcje zwiększające elastyczność pracy z jednoczesnym zabezpieczeniem elementów od naprężeń termicznych. Umożliwiły to nowe metody obliczeniowe, które jednocześnie wspomagają jak najlepsze wykorzystanie trwałości resztkowej w dalszej eksploatacji. W pierwszym kroku określa się aktualny stan żywotności a następnie dostępną żywotność resztkową rozkłada się na dalszą eksploatację. Ocena żywotności elementów wykonywana jest za pomocą metody elementów skończonych wykorzystywaną w obliczeniach pełzania i zmiennych warunków pracy. Implementacja nowoczesnego systemu kontroli naprężeń termicznych umożliwia dostosowanie jego nastaw do potrzeb realokowanej trwałości resztkowej. Dostępne są również inne opcje poprawy elastyczności istniejących bloków, np. odnowa wirnika ze szczególnym uwzględnieniem pierwszego wrębu łopatkowego lub wymiana elementu na nowy o lepszych właściwościach.

Słowa kluczowe: turbina parowa, ocena żywotności, kontrola naprężeń termicznych, pełzanie, zmęczenie

Introduction

Flexibility Requirements

Over the last years considerable changes on the power generation market have taken place. They were caused by deregulation of the market and increased share of renewables [1]. It is forecasted that the share of electric power generated by wind and fotovoltaic plants will be continuously increasing which will affect the operation of conventional thermal plants.

Together with the market deregulation and increasing share of wind and sun in energy balance, increased requirements has occurred regarding the flexibility of power generation units, both new designed and the older ones operated for many years [2]. The new requirements include capabilities to switch from based load to cyclic operation, the range and rate of load change and start-up times.

The typical mode of operation for bituminous coal units for example has shifted from a more baseload oriented regime towards cycling operation. This is due to the increasing influence of fluctuating renewable energy production, imposed by the "Energiewende" (turnaround in energy policy) especially in Germany. Figure 1 shows the overall increase of the share of renewable energy production between 2011 and 2020 [3].

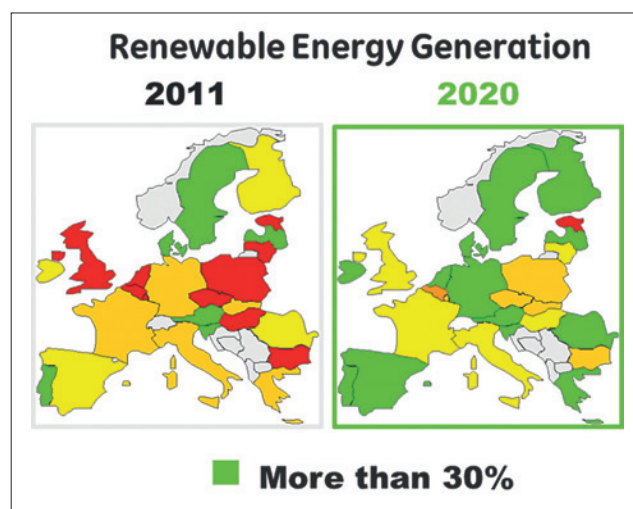


Fig. 1. Share of Renewable Energy Production 2011–2020 [3]

Consequences of this trend are depicted in Figure 2 [4]. Besides the increasing number of starts, there is a demand for faster start-ups and increased load gradients. Additionally, the minimum load for stable plant operation has to be reduced to allow for low load operation. At the bituminous coal-fired power plant Heilbronn 7, an optimization of the mill strategy

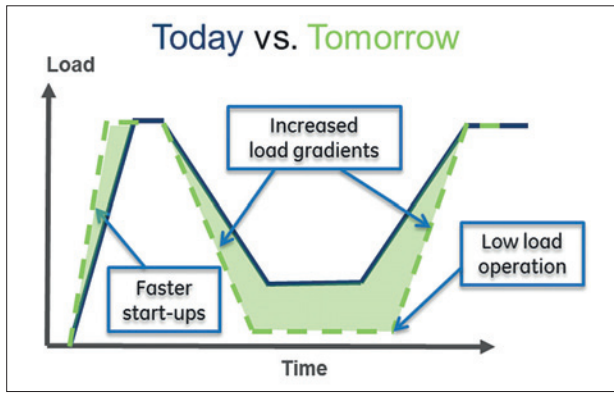


Fig. 2. Flexibility Requirements for Thermal Power Plants

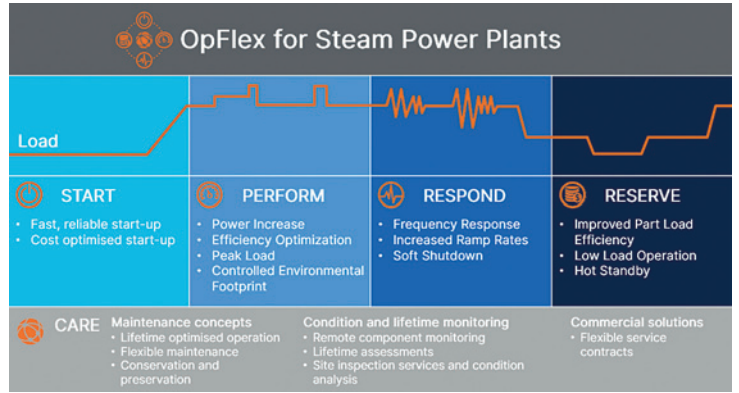


Fig. 3. OpFlex for Steam Power Plants [7]

to single-mill operation enables stable low-load operation at 15% [5]. This reduction of the minimum load for stable plant operation is also required for the future development of the energy market [6].

The changing market conditions for steam power plants lead to the development of certain tools comprising hard- and software packages, also suitable for retrofit. This portfolio of flexibility products, originating mainly from combined cycle power plants, consists of five packages, Start, Perform, Respond, Reserve and Care, and is known as OpFlex. The main algorithms from this tool suite are, of course, also applicable to conventional power plants as shown in Figure 3. In a market where the value of operational flexibility is becoming much more important, the OpFlex packages can support the ability of the power plant owner to compete in this market [7].

Impact on lifetime

Changes in the start-up behaviour of thermal power plants result, very often, in an increase in the steam- and metal-temperature transients during start-up. The effect of higher transients during low-load operation or shutdown should not be neglected. The steam turbine is started with a certain temperature distribution across the main components resulting from the operation mode immediately prior to the start-up. This leads to a differentiation of the various types of start-up, such as cold- or warm-start. By contrast, the steam temperature during start-up of the steam

turbine is determined by the capabilities of the boiler system and the requirement to deliver super-heated steam to the turbine components. This results in a higher steam temperature, compared for example to the surface- or metal-temperature of the turbine rotor. By focusing on the outer rim of the rotor, and in particular the 1st blade groove, it becomes apparent that during start-up compressive stresses evolve (cf. Fig. 4). These compressive stresses originate from the thermal expansion of the surface, which cannot expand freely due to the rigid connection to the centre of the rotor. After reaching nominal or steady-state conditions the steep thermal gradients subside and moderate tensile stresses, emanating primarily from centrifugal forces come into being. During shutdown the situation is vice versa. The steam temperature is very often reduced, causing the surface to contract. This contraction process gives rise to tensile stresses. Similar effects occur during load changes.

The stress range lying between the peak compressive and peak tensile stresses combined with a certain reference temperature gives rise to the number of cycles to crack initiation (N_a) under low cycle fatigue (LCF) conditions. Figure 4 (on the right-hand side) depicts a steam turbine rotor with the area of the 1st blade groove enlarged. The circumstances giving rise to alternating stresses, as previously mentioned, take place at this location. The view of the blade groove indicates the result of the LCF assessment. The red colour implies a low number of N_a . In this case crack initiation has been predicted taking into consideration actual operational behaviour. An existing crack is therefore visible at the place indicating high LCF damage. It becomes apparent that during load changing operations, increasing the number of start-up and low-load cycles or imposing steeper thermal gradients results in increased LCF damage accumulation. To a certain extent the cost attributable to increased flexibility is an increase in lifetime consumption.

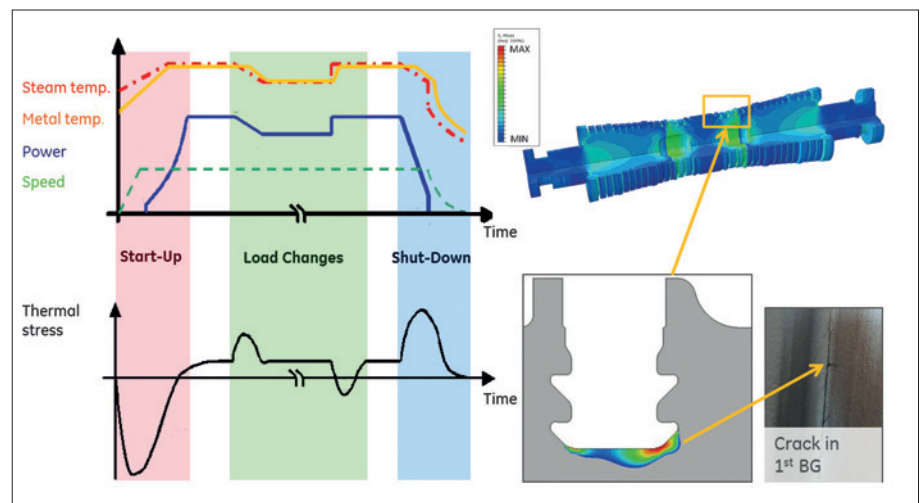


Fig. 4. Transient operation with evolution of thermal stresses and impact on 1st blade groove

Assessment of Lifetime and Flexible Operation

Remaining Lifetime Assessment

More flexible operation can lead to an increase in lifetime consumption. To quantify this increase and to determine the overall lifetime expectancy, a remaining lifetime assessment (RLA) has to be carried out. This can be done in accordance with the Lifetime Management Cycle shown in Figure 5. An initial, probably rough assessment, could be a risk assessment. This can be carried out in accordance with VDMA 4315-5 [8] for example and leads to a first insight into possible areas for improvement. The Lifetime Management Cycle commences at the power plant recording real-time operating behaviour including long-term storage of operating data. The analysis of operating data can be performed directly using appropriate software tools [9]. The goal of the operating data analysis is to determine the number of events, e.g. start-ups to clarify the actual operating behaviour. Additionally, all necessary transient heat transfer input data for the steady-state and transient Finite Element analysis are provided automatically.

The next step is the RLA itself. The scope of the RLA comprises two parts (Fig. 6). The first part is the non-destructive testing (NDT, cf. Fig. 7) and the second part is the theoretical RLA. NDT is an effective means of determining the actual status of material degradation under the influence of real-time operating conditions. Primarily two effects are investigated during the course of a RLA, creep- and LCF-damage. The evolution of creep damage at accessible surfaces can be quite easily monitored by means of the replication of the microstructure. Various stages of material damage can be distinguished. A correlation between the evolution of creep damage, microstructural material evolution and relative remaining lifetime is available for selected materials [10]. The determination of evolving LCF-damage prior to crack initiation is technically not feasible. Only damage with cracks of a certain size can be detected

either by surface crack inspection or ultrasonic testing. This results in non-conservative results for rotors in terms of crack initiation at surfaces.

The theoretical part of the RLA determines the amount of LCF- and creep-damage based on the analyzed operating history. State of the art methods such as the Finite Element Method (FEM) including advanced transient heat transfer models and recognized material models are used. The total damage is assessed using methods such as the linear life fracture rule. The outcome is the remaining lifetime evaluation taking into consideration the operating-history and future operating regime. Damage and remaining lifetime are calculated for the whole component but reported only for the most critical locations (Fig. 8). These locations limit the component lifetime and should be subjected to thorough NDT. Using the theoretical calculation it is possible to determine the point in time at which crack initiation of the rotor can be expected to commence. This is advantageous when compared with the pure NDT approach which only covers the conditions as found.

Using the methods described above it is possible to provide answers to questions concerning the amount of lifetime consumption. Low values of lifetime consumption allow the possibility to carry out a start-up optimization or to implement a low load concept. High values of lifetime consumption require corrective action otherwise operation within a regime with unknown safety margins may take place. At certain locations, for example at the 1st blade groove of the rotor, a rework can be performed to remove the damage or pre-damaged material. In some cases the entire replacement of a component may be recommended.

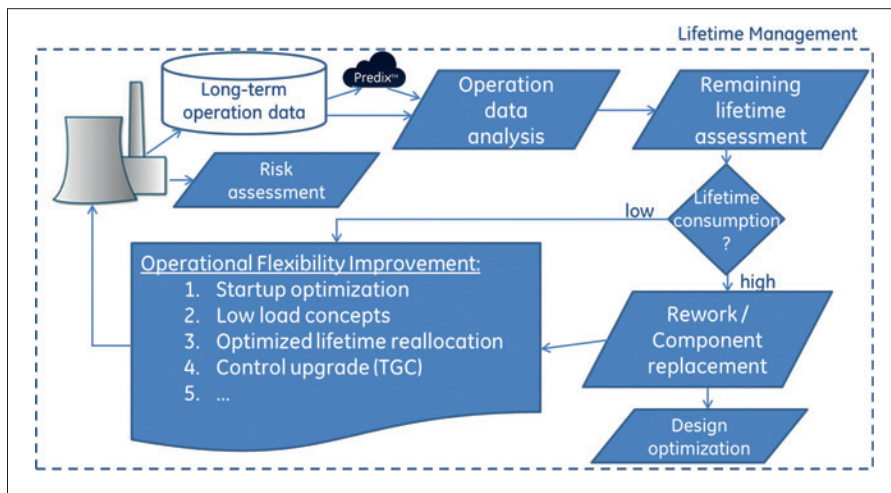


Fig. 5. Lifetime Management

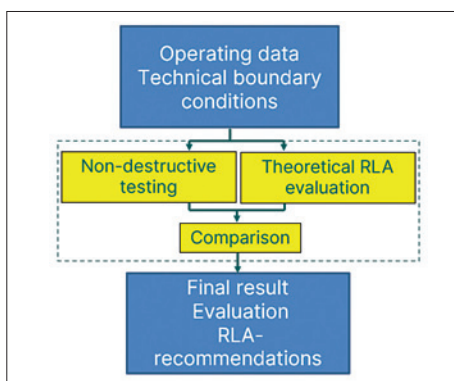


Fig. 6. Remaining lifetime assessment process

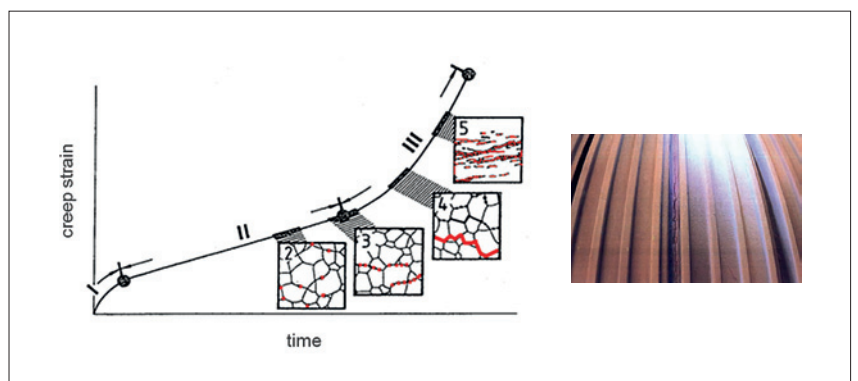


Fig. 7. Results of Non-Destructive Testing (left) Creep-damage, (right) LCF-damage

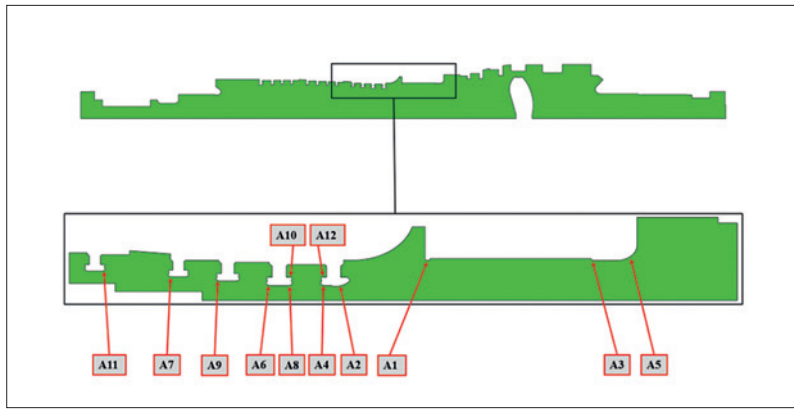


Fig. 8. Theoretical lifetime assessment

The customer specifies the number and share of the different operating modes over the entire lifetime of a new unit. This results in a planned lifetime. Based on the predicted lifetime consumption of a power plant in service, resulting from a RLA, the available remaining lifetime could be re-allocated for future operation. This re-allocation could be adjusted in such a way, so that the progressive lifetime consumption in future fits better to the current and planned operating mode of the plant. This could be combined with an optimization of the start-up and shutdown behaviour. Figure 9 depicts the steps to be taken for a re-allocation of available remaining lifetime for an arbitrary plant. This plant was designed originally as a base load unit, but for future operation covers peak load during the day and shuts down during the night. The first step is to determine the present condition of the rotor by means of a lifetime assessment. The assessment reveals 88% of the lifetime at the 1st blade groove has already been used up. Due to the high lifetime consumption, it was decided to rework the rotor. The rework repairs, at low cost, the start-up damage, and regains the largest portion of the remaining lifetime, but will not regain the lifetime lost due to creep occurring during steady state operation. In our example, the rework at the critical location recovered 70% of the original rotor lifetime. The reworked rotor geometry includes a stress reduced contour allowing even higher thermal gradients than the original rotor geometry. The rework shifts the critical location in terms of lifetime consumption to the next critical spot [11].

The re-allocated lifetime for future operation is shown on the right-hand side in Figure 9. The different amounts of lifetime consumption for steady state creep, the various start-up classes (cold-start, warm-start and hot-start), and these days also load changes are re-distributed. A simple re-application of

the original lifetime allocation scheme is inadequate, since the operating scheme of the example unit has completely changed. Instead, the size of each tranche of lifetime should be adapted to the expected future operation mode. The reduced capacity factor allows a reduction in the lifetime provision to be allocated to steady state creep. On the other hand, the increased number of start-ups require higher provisions for more low cycle fatigue LCF lifetime [11]. Hence under consideration of above boundary conditions an optimum could be found to maximize the remaining rotor life for its future intended operation in a most flexible mode.

Rework Concept

Progressive transient operation may lead to the accumulation of LCF-damage. Depending on the location and the severity of the damage, a rework concept can be applied. An example of such a rework is depicted in Figure 10. The instigation of the rework resulted from carrying out an RLA. The point in time at which the theoretical life was expended was determined and the recommendation to carry out rework at this point in time was given. The rotor was sent to the service factory in Berlin. The rotating blades from the respective stages were removed and a magnetic particle inspection revealed crack like indications. A metallographic investigation of samples removed during turning operations confirmed the findings to be cracks. A stress optimized contour at the location with the highest thermal stresses was developed and applied to enable increased flexibility. (cf. Fig. 10, lower left-hand side). The rotor material containing the crack and some material ahead of the crack tip was removed (white coloured area). The rework enabled the LCF-damaged material to be removed and regained this portion of the lifetime.

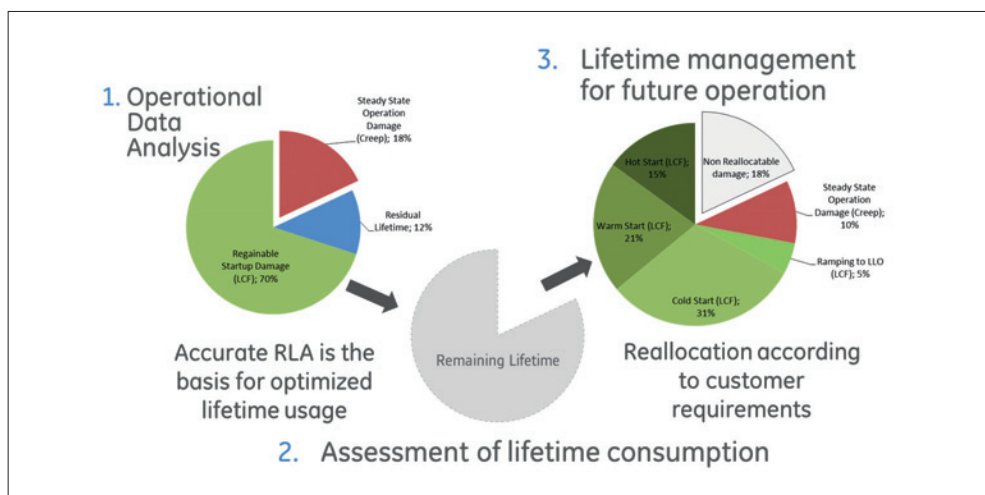


Fig. 9. Advanced lifetime re-allocation [10]

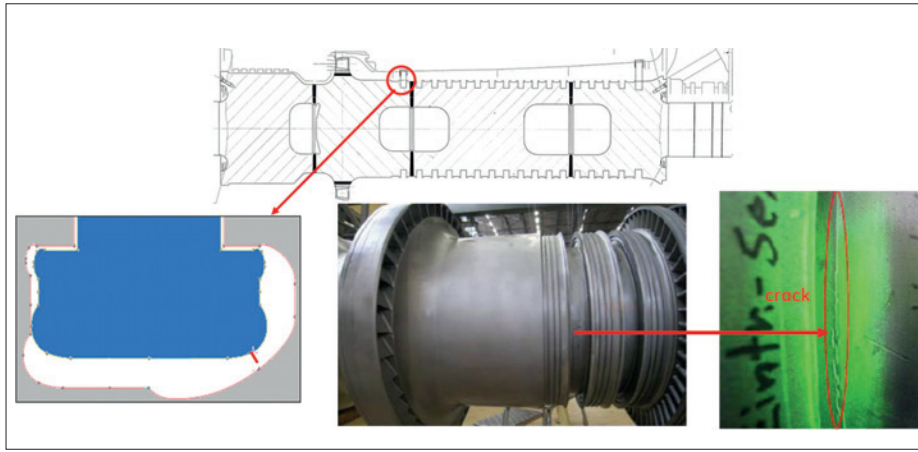


Fig. 10. Rework of an HP rotor

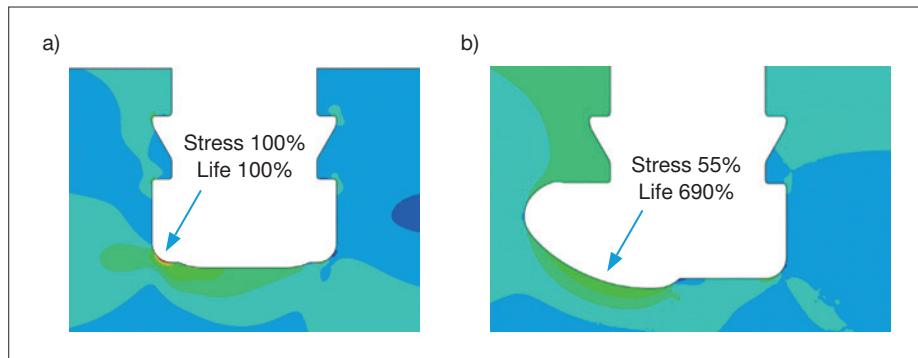


Fig. 11. Stress distribution and fatigue life of the original (a) and optimized (b) blade groove

Also, preventive rework can be applied to rotor grooves to improve stress distribution and extend rotor lifetime. The existing groove geometry is modified by applying a stress-optimized shape presently used in new design rotors. The most highly damaged material is removed by mechanical machining and a new contour is turned at the left bottom side of the groove as shown in Figure 11. Comparison of relative stress and fatigue damage for a cold start shown in this figure revealed a significant reduction of equivalent stress by nearly 50% and almost sevenfold fatigue life extension as compared with the original groove shape.

Thermal Supervision of Steam Turbines leads to more Flexibility

The thermal supervision of reaction steam turbines started in 1960 (Fig. 12). The first commercially available solutions were based on a temperature difference of a specially shaped device with a fixed location of the thermocouples. This device was placed in the steam inlet region of the steam turbine and in direct contact with the respective steam conditions. The supervised temperature difference between the surface and the “rotor centre” were measured with hard-wired thermocouples. Analytical methods were used for the determination of the allowable temperature differences. The application was used and designed primarily for base load units to prevent excessive thermal stresses during start-up.

Starting with the next generation (TMX6) a design change was made. The design change means the temperature probe is more or less only a thermocouple measuring the surface near temperature in the inlet region. The transient temperature profile was calculated using the measured temperature as an input and the calculated thermal stresses as an output. Based on the technical knowledge available in the 1980s, only a smooth cylinder as a model for the rotor was used. To calculate the allowable thermal stresses numerical methods, such as the finite difference method (FD) were introduced. The load regime for those units was predominantly base load.

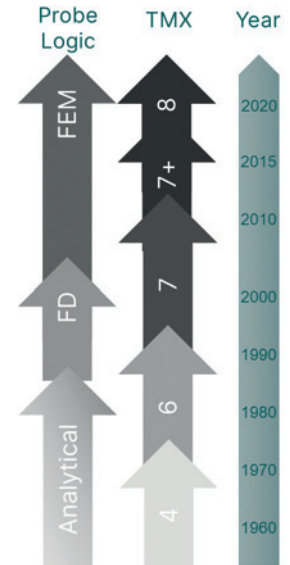


Fig. 12. Timeline of the thermal supervision of reaction steam turbines (TMX)

A considerable step forward was undertaken with the development of the TMX7. The new features of this thermal supervision were for example consideration of the blade grooves in the rotor and the possibility to account for the desired load regime for future operation. The amount of LCF-damage, arising from the desired load regime, was used for the first time to determine the stress limits (allowable thermal stresses during start-up and shutdown). This thermal supervision enabled a major step forward towards flexible operation. A new generation of thermal supervision (TMX7+) was released in 2015. This system makes use of the FEM to provide the best representation of the rotor and its physics to calculate the stress limits for various operation modes, such as start-up, shutdown, steady-state- and low-load-operation. In addition to enhancements of the calculation algorithm, additional operation modes and major stability improvements in the logic of the turbine controller have been realized. Further, deficiencies in the temperature probe have been resolved and a new probe design with improved measurement accuracy has been developed. The latest generation of thermal supervision (TMX8) released in 2020 employs state-of-the-art calculation models basing on the finite

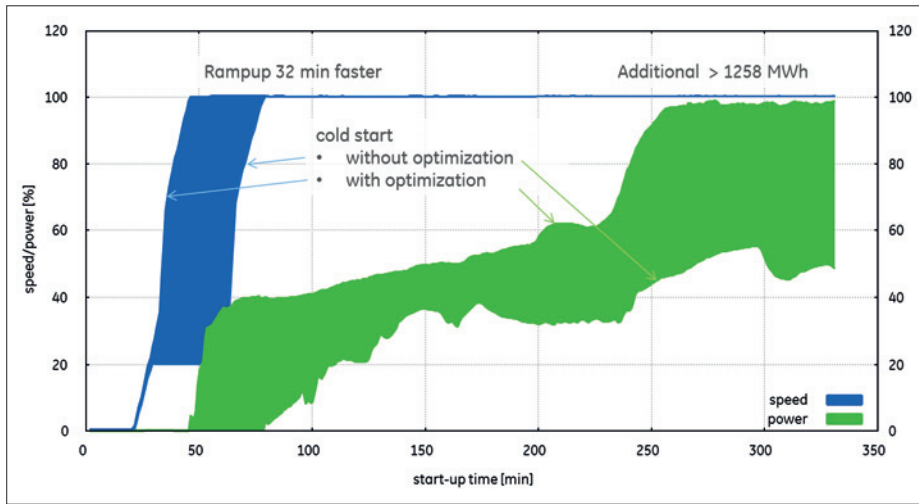


Fig. 13. Example for start-up optimization of a cold start [11]

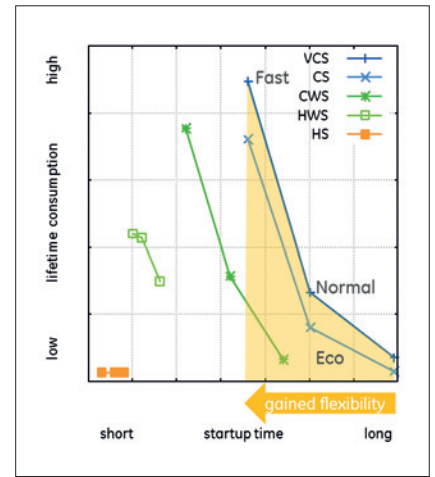


Fig. 14. Influence on start-up time and lifetime consumption

element calculations. The system enables high-accuracy real-time temperature and stress calculations which ensure improved start-up supervision and optimisation. The current thermal supervision system enables the lifetime management, as depicted in Figure 9, to be fully supported. The flexibility requirements demanded by owners/operators of steam turbines in the current market environment can be achieved with this type of thermal supervision.

The application of the new thermal supervision, including a control upgrade, is shown in Figure 13. The figure depicts a cold start-up with and without optimization. The example used is based on an optimization of a cold start-up at a 750 MW coal fired power plant.

Three major achievements can be demonstrated:

- elimination of the hold speed reduced the time from roll-up of the turbine up to nominal speed by 32 minutes;
- the load gradient after synchronization could be increased;
- an additional 1258 MWh could be generated.

A further possible enhancement of the start-up behaviour, related to the improved thermal supervision is depicted in Figure 14. It consists of three start-up modes, eco, normal and fast mode and a further subdivision of the cold start into very-cold (VCS) and cold start (CS), as well as warm start into cold- (CWS) and hot-warm start (HWS). The different start-up modes provide a gain in flexibility and the choice of the utility to adapt to market needs in terms of different start-up rates. The freedom of this choice has its costs in terms of lifetime consumption. The higher the start-up rate or shorter the start-up time, the higher is the lifetime consumption. This is clearly visible in Figure 14 by the slope of the curves, except for the hot start (HS). In this example the lifetime consumption for the HS is almost independent of the start-up mode.

Further options for increasing flexibility

A further alternative may be to replace an existing component with one delivering superior properties. With proper design and material selection, start-up and ramp-up flexibility gain can be achieved. The best solution can only be determined by close cooperation between the utility and the supplier and may require several iterations. The cost impact of superior solutions needs to be considered versus lifetime impact of the assumed future operating conditions. Thus, a proper future load and cycling prediction is essential for the final choice of a solution. On the other hand, the final choice of a solution adversely influences future flexibility of operation and could widen the operating regime influencing the merit order of the plant.

Figure 15 shows the results of a study involving the variation of the turbine rotor design and material selection. The baseline chosen for the investigation consists of a monoblock rotor made of 1% Cr-Steel. During start-up, for example a CS, a soak time is necessary to control lifetime consumption which is detrimental to the start-up time. The first variation focused on the design. The monoblock rotor was replaced by a welded rotor consisting of two smaller rotor forgings introducing a cavity. This change in the design has a big influence on the achievable start-up time, which is shown qualitatively on the right-hand side of Figure 15. Additionally, a change in the material of the hot rotor forging has been investigated. The 10% Cr-Steel with its superior material properties reduces the start-up time even further. The gain in flexibility is depicted by the orange shaded area and has to be balanced against higher manufacturing and material costs.

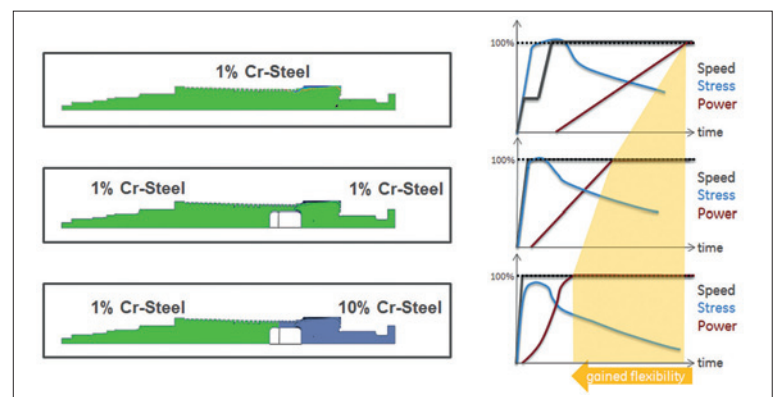


Fig. 15. Gained flexibility by design and material selection

There are also options to enhance flexible operation within an existing steam power plant. Re-conditioning of the existing rotor with particular focus on the first blade groove can virtually reset the lifetime clock.

In order to improve start-up behaviour, another approach is essentially to avoid cold start conditions and ensure temperature uniformity across the cylinder. Moving from cold to warm or hot start-up conditions has a veritable positive influence on the lifetime consumption of components. GEs offer portfolio includes two active heating products [12]:

- Heating blankets,
- Hot air heating to warm start conditions.

The heating blanket system is available for GE single shell steam turbines as a shell warming system (Fig. 16). This solution eliminates cold starts and can deliver a significant reduction in start-up times of typically 0.5 h – 1 h. Based on their extensive fleet knowledge, GE has developed a robust system allowing customers flexibility during start-up by balancing the temperature difference between the upper and lower casing and thus avoid unwanted bending of the shell [13].



Fig. 16. Shell warming system providing faster steam turbine start times

Hot air heating is designed specifically for low and medium cycling plants. Hot & dry air is injected and circulated within the ST (with minimum aux. power consumption) in order to pre-warm the machine or to retain the temperature above a certain target temperature level in the heat conservation mode. This avoids cold starts with associated thermo-stress initiation and improves the start-up time and cost by actively retaining or establishing a warm condition. The comparison of temperature retention in heat conservation mode versus the natural cooling curves is shown in Figure 17. This provides an indication as to when it is beneficial to install this system based on the average shutdown time of the plant. The warm-up time in pre-warming mode is also shown.

As a package FS4 included in the flexibility suite for combined cycle plants this solution can reduce the start-up time for example of a KA26 by typically 30 min depending on plant specific conditions [13].

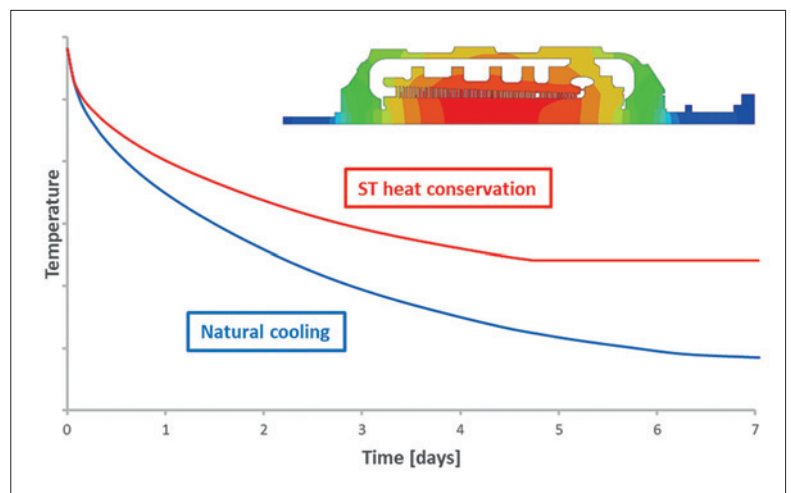


Fig. 17. Effect of hot air heating on turbine cooling down

The system is implemented into the DCS to allow full automation and adds another major advantage, the preservation feature. It avoids corrosive conditions in the steam turbine during stand still.

Digital Services

Understanding that the overall plant performance goes beyond the flexibility of the individual components into a complex interaction between technical boundary conditions and commercial evaluations, GE has initiated the transition into a digital power generation. The solution is based on a modular concept with a cloud-based platform called APM similar to an Operating System known from other IT-Systems. Along with this platform indispensable features such as Cyber Security built the foundation for a variety of applications that can be add on covering the utilities needs. This enables to combine start-up optimization and turbine supervisory systems be linked with the overall plant performance and commercial evaluations. Accordingly, a utility will no longer be able to ramp up or load his asset faster but also be able to attribute the cost to it. Whereas the costs can have multiple facets such as influenced lifetime consumption or even tuned inspection intervals for a minimum and controlled down time. Hence the options in a digital power generation are seemingly endless and require the close interaction between the utility and the supplier for individual optimized asset performance.

Summary

The turnaround in energy policy has changed the market conditions for power plants. More flexibility features, such as faster and more frequent start-up or low load behaviour are required for future operation. The adverse effects, such as pronounced LCF-damage, can be predicted with the remaining lifetime assessment. This is also the basis for the design of future operation with tailored start-up conditions or recommendations for rework and even replacement of components. Excessive thermal stresses can be prevented under consideration of the actual thermal supervision system. Enhanced operation modes in the turbine control system with different start-up speeds, pre-heating capabilities and the entire digital world are supporting the participation in the current market environment. Specific design features for the turbine rotors or high-pressure inner casing will additionally enhance the flexibility.

REFERENCES

- [1] Pawlik M., *Technologically advanced power plant units – new challenges*, "Energetyka", 8:595-599, 2012 (in Polish).
- [2] Helbig K., *Steam Plant Case Study: Plant Flexibility Improvements focus ST – minimize variable plant costs*. In Power Plant Flexibility Europe, Vienna, 2013.
- [3] Commission E., *EU energy in figures*, 2014. [Online]. Available: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_pocketbook.pdf
- [4] Helbig K., *Betriebsoptimierung von Kraftwerken im Kontext vom Lebensdauermanagement*, in VDI Wissensforum, Wiesbaden, 2015.
- [5] Heinzel T., et al., *Einführung Einmühlenbetrieb in den Kraftwerken Bexbach und Heilbronn, VGB PowerTech*, vol. 11, 2012.
- [6] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi), October 2014. [Online]. Available: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt-englisch,property=pdf,ber_eich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
- [7] Lindval K., *Modern Power Systems*, 02.08.2015. [Online]. Available: <http://www.modernpowersystems.com/features/feature-retrofitting-for-greater-flexibility-4636677/>
- [8] Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V. (VDMA), *VDMA 4315-5, Turbomaschinen und Generatoren – Anwendung der Prinzipien der Funktionalen Sicherheit – Teil 5: Risikobeurteilung Dampfturbinen*, 2013-02.
- [9] GE Digital, *Predix*, [Online]. Available: <https://www.predix.com/>
- [10] Schubert J., Markgraf M., *Verbessertes Verfahren zur Bewertung von Kriechporen in warmfesten 9-12Cr-Stählen für eine genauere Lebensdauerbewertung warmgehender Bauteile*, in 38. Vortragsveranstaltung „Langzeitverhalten warmfester Stähle und Hochtemperaturwerkstoffe“, Düsseldorf, 2015.
- [11] Schaaf T., Vogt J., Mohr W., Helbig K., *Flexibility Improvement of Steam Turbines for Conventional and CCPPs*, in *PowerGen Europe*, Vienna, 2013.
- [12] Helbig K., Banaszkiwicz M., Mohr W., *Advanced lifetime assessment and stress control of steam turbines*, in *PowerGen Europe*, Milan, 2016.
- [13] GE Power Generation, *2016 Gas Power Services Catalog*, [Online]. Available: <https://powergen.gepower.com/catalogs.html?catalog=productcatalog>

© 2023, GE Vernova and/or its affiliates. GE Vernova Proprietary Information – This document contains GE Vernova proprietary information. It is the property of GE Vernova and shall not be used, disclosed to others or reproduced without the express written consent of GE Vernova, including, but without limitation, in the creation, manufacture, development, or derivation of any repairs, modifications, spare parts, or configuration changes or to obtain government or regulatory approval to do so, if consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document may also be controlled by the US export control laws. Unauthorized export or re-export is prohibited. This presentation and the information herein are provided for information purposes only and are subject to change without notice. NO REPRESENTATION OR WARRANTY IS MADE OR IMPLIED AS TO ITS COMPLETENESS, ACCURACY, OR FITNESS FOR ANY PARTICULAR PURPOSE. All relative statements are with respect to GE Vernova technology unless otherwise noted.

Wykorzystanie bliźniaków cyfrowych do oceny stanu technicznego elementów krytycznych bloków klasy 200 MW podczas przedłużania ich eksploatacji oraz przystosowania do nowych reżimów pracy

The application of digital twins to assess the technical condition of critical elements of 200 MW class units during the extension of their operation and adaptation to new operating regimes

Znaczną część polskiego systemu elektroenergetycznego stanowią bloki i urządzenia długo eksploatowane, które były wielokrotnie remontowane i modernizowane w celu przedłużenia czasu eksploatacji, poprawy sprawności oraz dostosowywania ich do obowiązujących limitów emisji. Dotyczy to zwłaszcza bloków klasy 200 MW. Ze względu na wzrost udziału energii odnawialnej w miksie energetycznym konieczna stała się zmiana trybu ich pracy na regulacyjny, a nawet elastyczny, co wiąże się z ich większą liczbą uruchomień, obniżeniem minimum technicznego, częstszymi zmianami generowanej mocy i szybszego jej naboru. Zapewnienie bezpieczeństwa i dyspozycyjności wiąże się z potrzebą dokładnego identyfikowania zapasów trwałości elementów krytycznych, jak również ich ubytku w trakcie eksploatacji. Te warunki można spełnić wykorzystując w systemach diagnostycznych parametryczne bliźniaki, które w otoczeniu specjalistycznego oprogramowania wyposażonego w algorytmy opracowane przez specjalistów *Pro Novum* mogą realizować funkcje kompletnego systemu diagnostycznego działającego także w zdalnym trybie, zintegrowanego z procesem eksploatacji bloku.

Słowa kluczowe: bloki klasy 200 MW, ocena stanu technicznego elementów krytycznych, bliźniaki cyfrowe, przedłużenie czasu eksploatacji, nowe reżimy pracy

A significant part of the Polish power system consists of units and devices that have been in operation for a long time. These have undergone multiple repairs and modernizations to extend their operational lifespan, improve efficiency, and comply with current emission limits. This particularly applies to the 200 MW class units. Due to the increasing share of renewable energy in the energy mix, it has become necessary to switch their operation mode to a more regulatory or even flexible one. This entails an increased number of start-ups, lower technical minimums, more frequent power output changes, and faster ramp-up. Ensuring safety and availability requires a precise identification of the remaining lifespan of critical components and their degradation during operation. These conditions can be met by utilizing parametric digital twins in diagnostic systems. These digital twins, operating within specialized software equipped with algorithms developed by *Pro Novum* specialists, can perform the functions of a comprehensive diagnostic system and operate remotely and are integrated into the unit's operation process.

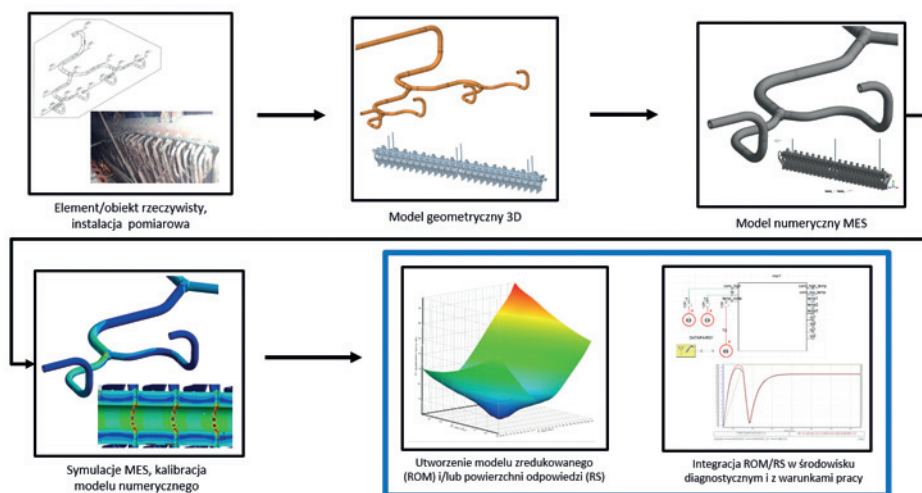
Keywords: 200 MW class units, assessment of the technical condition of critical elements, digital twins, extension of operational lifespan, new operating regimes

Wstęp

Polski system energetyczny, mimo inwestowania w źródła odnawialne, wciąż w większości opiera się na elektrowniach węglowych, których największą grupę stanowią bloki klasy 200 MW. Wiele z tych bloków przepracowało ponad 200 tys. godzin, co przekracza ich projektowy czas eksploatacji. Są także takie, których czas pracy zbliża się do 300 tys. godzin. Bloki te były jednak wielokrotnie remontowane i modernizowane w celu przedłużenia czasu eksploatacji, poprawy sprawności oraz dostosowywania ich do obowiązujących limitów emisji. Opisane działania sprawiają, że do oceny stanu technicznego konkretnego bloku należy podchodzić indywidualnie, uwzględniając jego historię i warunki eksploatacji oraz wyniki badań na podstawie

retrospekcji, a także zakres modernizacji, jakość remontów jak również informacje dotyczące awaryjności. Prognozowanie bezpiecznej eksploatacji wymaga wykonania symulacji wyczerpania zapasu trwałości przy założeniu najbardziej prawdopodobnych scenariuszy dalszej pracy. Tak określona prognoza powinna być na bieżąco weryfikowana z wykorzystaniem bliźniaków cyfrowych zasilanych odpowiednio wybranymi sygnałami informującymi o rzeczywistych warunkach eksploatacji i aktualnym stanie technicznym elementów krytycznych.

Przedłużając czas eksploatacji, nie tylko bloków klasy 200 MW, należy pamiętać, że były one projektowane do pracy w trybie podstawowym (base load), a elementy krytyczne tych bloków, takie jak wirniki WP i SP, walczaki w istocie projektowane były na prawie nieograniczoną trwałość, co potwierdza stan



Rys. 1. Poszczególne fazy tworzenia parametrycznego bliźniaka cyfrowego elementu/installacji

tych elementów po przekroczeniu 250 tys. godzin pracy. Należy mieć na uwadze także to, że wielu elementom grubościennym można przedłużyć trwałość wykonując okresowe naprawy, np. walczków kotłów, oraz rewitalizację materiałów, z których są wykonane, co w pierwszym rzędzie dotyczy stalowych elementów turbin. Aby zapewnić dyspozycyjność oraz bezpieczeństwo eksploatacji w końcowym etapie ich pracy warto skorzystać z nowoczesnych narzędzi, które oferuje współczesna nauka, takich jak bliźniaki cyfrowe, opierające się na modelach numerycznych obiektów rzeczywistych.

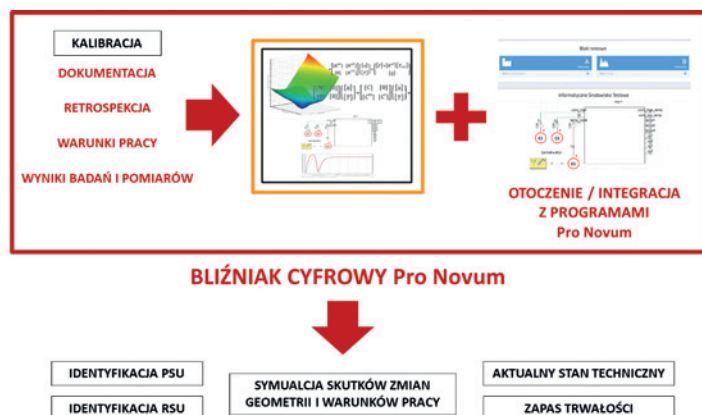
W artykule przedstawiono koncepcję parametrycznego bliźniaka cyfrowego *Pro Novum* oraz korzyści płynące z jego zastosowania do diagnostyki elementów krytycznych długo eksploatowanych urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków klasy 200 MW.

Parametryczne bliźniaki cyfrowe

Bliźniaki cyfrowe, stanowiące odwzorowanie rzeczywistych komponentów bloku czy instalacji, umożliwiają symulowanie działania tych obiektów oraz uzyskiwanie informacji o tych obiektach, które nie mogłyby być uzyskane metodami pomiarowymi lub ich uzyskanie byłoby ekonomicznie nieuzasadnione. Przykładami takich danych są informacje o przemieszczeniach, stanie termicznym, naprężeniach oraz siłach oddziaływania na elementy współpracujące. Posiadając wiedzę na temat stanu naprężenia elementu w czasie jego eksploatacji możliwe jest dokładne określenie ubytku jego trwałości wynikającego z rzeczywistych warunków pracy. Dodatkowo znajomość tych danych pozwala na porównywanie pracy obiektu rzeczywistego z jego modelem cyfrowym w czasie rzeczywistym, a przez to np. na identyfikację nieprawidłowości w jego pracy.

Bliźniaki cyfrowe *Pro Novum* są tworzone jako parametryczne modele zredukowane. Utworzenie takiego bliźniaka rozpoczyna się od wygenerowania modelu numerycznego urządzenia (rys. 1). Model numeryczny

oparty jest na geometrii rzeczywistej konstrukcji, określonej na podstawie dokumentacji technicznej oraz badań obiektowych. Model geometryczny poddawany jest dyskretyzacji na elementy skończone (MES), następnie wprowadza się dane materiałowe i zadaje warunki brzegowe i obciążenia, wynikające z podparcia konstrukcji, oddziaływania urządzeń współpracujących oraz warunków pracy (ciśnienia, temperatury i przepływu medium roboczego). Taki model może być zredukowany do układu macierzowego, który pozwala na obliczenia w czasie rzeczywistym oraz może być regulowany za pomocą zewnętrznych parametrów. Parametry wpływają na jakość odwzorowania zachowania modelu w stosunku do modelu rzeczywistego.



Rys. 2. Podstawowe cechy oraz najważniejsze funkcje parametrycznego bliźniaka cyfrowego *Pro Novum*

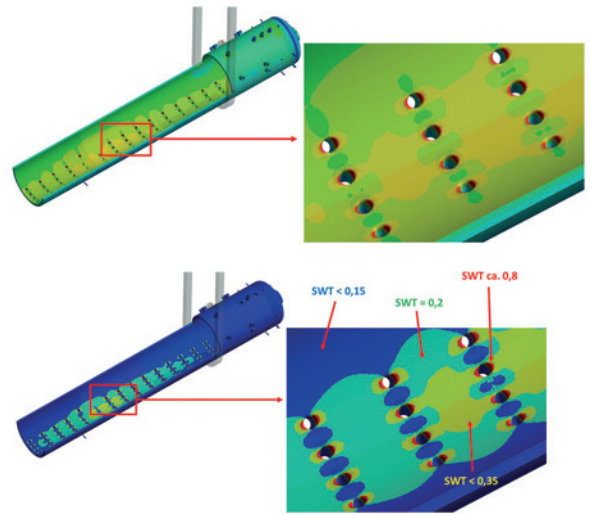
W przypadku tworzenia bliźniaków urządzeń czy instalacji długo eksploatowanych ważne jest, aby model numeryczny uwzględniał rzeczywiste i aktualne cechy urządzenia, związane np. z danymi materiałowymi, które mogły zmienić się wskutek eksploatacji. Ważne jest również uwzględnienie wszelkich modyfikacji konstrukcji związanych z modernizacjami i naprawami (rys. 2). Tak przygotowany bliźniak umożliwia określanie naprężeń w potencjalnych strefach uszkodzeń, jak również identyfikację rzeczywistych stref uszkodzeń wynikających z nieprawidłowej eksploatacji lub zmiany jej warunków, zwłaszcza na skutek pracy w trybie regulacyjnym.

Korzyści z zastosowania parametrycznych bliźniaków cyfrowych

Zaawansowane systemy eksperckie *Pro Novum* zasilane przez dane pochodzące z bliźniaków cyfrowych mogą zostać wykorzystane do różnorodnych zadań diagnostycznych [1-5]. Przy użyciu metod numerycznych można dokładniej odwzorować skutki zmiennych obciążeń niż korzystając ze wzorów analitycznych dostępnych np. w normach.

Jednym z podstawowych zadań bliźniaków cyfrowych jest generowanie danych naprężeniowych, umożliwiających monitorowanie bezpieczeństwa pracy urządzeń w czasie rzeczywistym. Dane te są również wykorzystane do określenia cykli zmęczeniowych wpływających na stopień wyczerpania trwałości (SWT) [6]. System taki został wielokrotnie wykorzystany np. do nadzoru diagnostycznego głównych rurociągów parowych na bloku na parametry nadkrytyczne oraz do określania SWT płaszczy walczków (rys. 3). Bliźniak cyfrowy może być efektywnie wykorzystywany zwłaszcza wtedy, gdy element podlega częstym modernizacjom i/lub naprawom wiążącym się z lokalną zmianą kształtu.

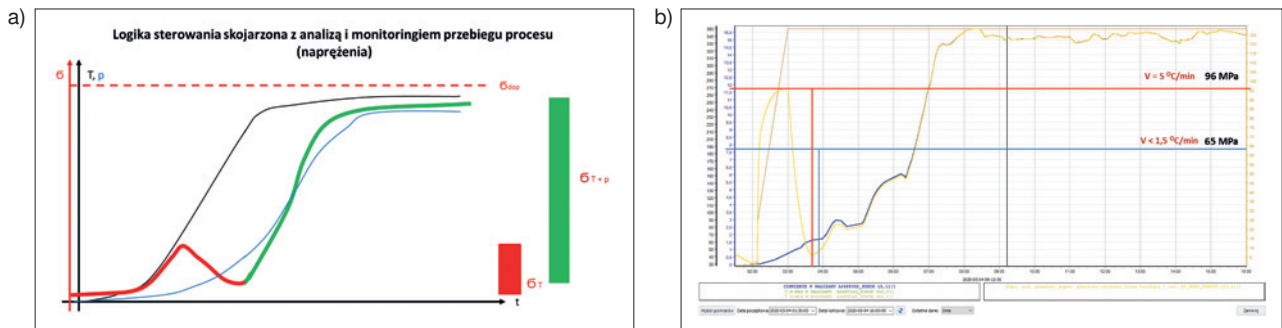
Możliwość dokładnego obliczenia wartości SWT w dowolnych obszarach elementów, urządzeń i instalacji pozwala na wyznaczanie zapasów trwałości, które, w znaczeniu jakie im nadano w artykule [2], pozwalają bardziej realistycznie prognozować trwałość elementów przy różnych scenariuszach pracy bloku.



Rys. 3. Rozkład naprężeń oraz stopnia wyczerpania trwałości (SWT)

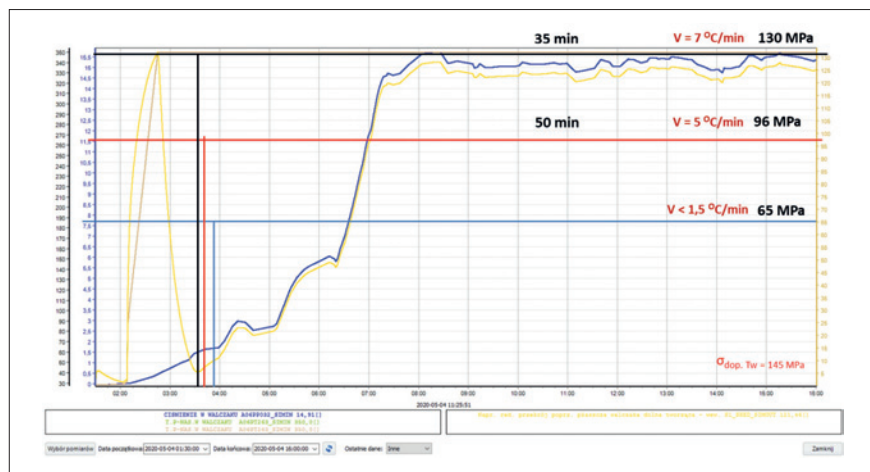
W ten sposób można zidentyfikować rzeczywistą rezerwę trwałości danego elementu, którą można bezpiecznie wykorzystać stwarzając warunki do bardziej elastycznej pracy bloku (rys. 4).

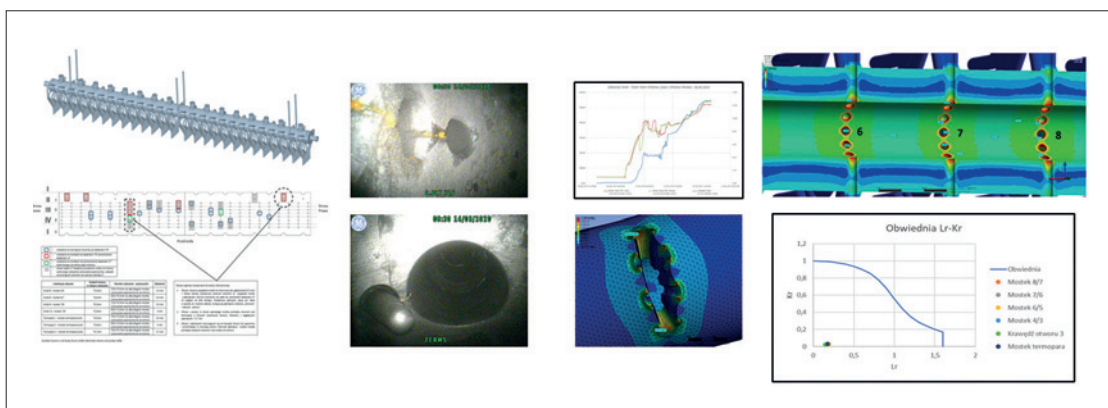
Może najbardziej atrakcyjną cechą parametrycznych bliźniaków cyfrowych jest możliwość wykorzystania ich do symulacji praktycznie dowolnych scenariuszy pracy urządzeń



Rys. 4. Symulacja zmiennych warunków pracy z wykorzystaniem cyfrowych bliźniaków elementów krytycznych urządzeń energetycznych
a) udział naprężeń cieplnych i cieplno-mechanicznych w elemencie ciśnieniowym podczas uruchamiania bloku,
b) symulacja szybszego naboru temperatury pary nasyconej w walczku kotła; naprężenia cieplne a naprężenia cieplno-mechaniczne

Rys. 5. Bezpieczne zwiększenie elastyczności pracy bloku energetycznego





Rys. 6. Cyfrowe bliźniaki wykonane dla potrzeb nadzoru diagnostycznego nad warunkową eksploatacją uszkodzonych elementów

i ich komponentów. Minimalizuje to liczbę kosztownych testów na bloku rzeczywistym, pozwala określać prognozę na podstawie zakładanych scenariuszy przyszłej eksploatacji, a także umożliwia nadzór nad bezpiecznym wykorzystaniem tej części zapasu trwałości, która wiąże się z inicjacją i propagacją pęknięć [7]. Stwarza to warunki do poprawy elastyczności, zwłaszcza bloków klasy 200 MW, na drodze identyfikacji i wykorzystania zapasów trwałości oraz rezerw po stronie sterowania, co zostało wykorzystane w *Metodzie Pro Novum* poprawy elastyczności bloków klasy 200 MW opracowanej w ramach Programu Bloki 200+ (rys. 5).

Programy eksperckie z wbudowanymi algorytmami mechaniki pęknięcia umożliwiają nadzór nad warunkową eksploatacją uszkodzonych elementów grubościennych. W programach tych bliźniaki cyfrowe pozwalają na wykorzystanie zapasów trwałości elementów z pęknięciami o charakterze eksploatacyjnym zarówno na etapie ogólnej oceny ich bezpieczeństwa, jak również na etapie kontrolowanej propagacji, według zasad i kryteriów opisanych w normie BS 9710 [7] (rys. 6).

Podsumowanie

Pro Novum w swoich systemach eksperckich wdrożyło i zaimplementowało ponad 30 bliźniaków cyfrowych elementów krytycznych pracujących na blokach klasy 200 MW. Znaczna część z nich została stworzona w celu określenia możliwości oraz nadzorowania bezpieczeństwa po zmianie reżimu pracy bloków (ich uelastycznienia). Mogą one nadzorować warunkową eksploatację elementów, dla których ocena bezpieczeństwa, z wykorzystaniem kryteriów mechaniki pęknięcia, wypadła pozytywnie.

Cyfrowe bliźniaki *Pro Novum* są nowoczesnymi narzędziami wspierającymi dyspozycyjność i bezpieczeństwo pracy elementów krytycznych urządzeń ciepłno-mechanicznych, zwłaszcza bloków klasy 200 MW, podczas przedłużania ich eksploatacji w nowych, regulacyjnych reżimach pracy. Bazując na modelach numerycznych obiektów rzeczywistych mogą być wykonane dla pojedynczych elementów, jak również dla całych instalacji.

Zastosowanie cyfrowych bliźniaków w systemach *Pro Novum* pozwala na monitorowanie stanu technicznego elementów grubościennych aż do pełnego wyczerpania ich

trwałości, a także w zakresie bezpiecznej propagacji pęknięć w ramach tzw. nadzoru nad warunkową pracą elementów uszkodzonych, których nie można ani naprawić, ani szybko zastąpić nowymi. Nadzór diagnostyczny może odbywać się w czasie rzeczywistym oraz być prowadzony w formie okresowych raportów. Możliwość symulacji dowolnych warunków pracy i jej skutków pozwala określać prognozę trwałości dla dowolnych scenariuszy przyszłej eksploatacji, a następnie weryfikować ją na bieżąco podczas pracy bloku energetycznego.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Hałas M., Murzynowski W., Trzeczcyński J., *Parametryczne bliźniaki cyfrowe źródłem informacji i wiedzy dla bezpiecznej eksploatacji urządzeń i instalacji energetycznych*. „Energetyka” 2022, nr 12, Biuletyn *Pro Novum* nr 3/2022.
- [2] Trzeczcyński J., Murzynowski W., *Określanie i monitorowanie zapasów trwałości elementów krytycznych na potrzeby przedłużonej eksploatacji bloków energetycznych w nowych reżimach prac*, „Energetyka” 2023, nr 6, Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2023.
- [3] Trzeczcyński J., Hałas M., Murzynowski W., *Korzyści z zastąpienia kryteriów temperaturowych przez naprężeniowe dla zapewnienia bezpieczeństwa i dyspozycyjności bloków energetycznych eksploatowanych w trybie regulacyjnym oraz o zwiększonej elastyczności*, „Energetyka” 2022, nr 12, Biuletyn *Pro Novum* nr 2/2022.
- [4] Trzeczcyński J., Hałas M., Murzynowski W., *Wykorzystanie parametrycznych bliźniaków cyfrowych do analizy trwałości kadłubów turbiny podczas uruchomień*, „Energetyka” 2022, nr 6, Biuletyn *Pro Novum* nr 1/2022.
- [5] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Białek S., *Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®*. „Dozór Techniczny” 2011, nr 5.
- [6] Norma PN-EN 12952.
- [7] Norma BS 9710_2013, The British Standards Institution 2015.

Korzyści z nadzoru diagnostycznego sprawowanego przy pomocy programu Prognoza PRO[®] na przykładzie duobloku BC-50 w Veolia Energia Poznań S.A.

Benefits resulting from diagnostic supervision performed with the Prognoza PRO[®] System on the example of the BC-50 duoblock at Veolia Energia Poznań S.A.

Nadzór diagnostyczny w *Pro Novum* traktuje się jako system zintegrowany z eksploatacją urządzeń. Swój początek bierze podczas diagnostyki towarzyszącej remontowi, kontynuowany jest w trakcie eksploatacji urządzeń i instalacji. Wykorzystuje się zaawansowane technologie informatyczne oraz analityczne i cyfrowe, aby z odpowiednią jakością można było aktualizować ocenę stanu technicznego elementów, a także weryfikować ich prognozę trwałości. Wiedza z programu Prognoza PRO[®] stanowi silne narzędzie wspierające coraz mniejszą liczbę inżynierów zajmujących się utrzymaniem stanu technicznego swoich urządzeń produkcyjnych, dodatkowo w warunkach ciągłej transformacji energetyki. W artykule zaprezentowano m.in. najważniejsze korzyści płynące z nadzoru diagnostycznego wdrożonego po ostatnim remoncie kapitalnym duobloku BC-50 w *Veolia Energia Poznań S.A.*

Słowa kluczowe: *Veolia Energia Poznań S.A.*, duoblok BC-50, nadzór diagnostyczny, system Prognoza PRO[®] firmy *Pro Novum*

Diagnostic supervision at *Pro Novum* is treated as a system integrated with the operation of devices. It begins during diagnostics accompanying overhaul, and continues during the operation of devices. Advanced IT, analytical and digital technologies are used to update the assessment of the technical condition of elements with appropriate quality and to verify their durability forecast. Knowledge from the Prognoza PRO[®] program is a strong tool supporting the decreasing number of engineers involved in maintaining the technical condition of their production equipment, additionally in the conditions of continuous transformation of the energy industry. The paper presents the most important benefits of diagnostic supervision implemented after the last overhaul of the BC-50 duoblock at *Veolia Energia Poznań S.A.*

Keywords: *Veolia Energia Poznań S.A.*, BC-50 duoblock, diagnostic supervision, Prognoza PRO[®] System by *Pro Novum*

Nadzór diagnostyczny, wykonywany także w zdalnym trybie, posiada w polskiej energetyce prawie dwudziestoletnią historię. Przed nią możliwa jest tak samo długa przyszłość, zarówno na blokach nowych jak i długo eksploatowanych w końcowej fazie ich rewersu, zwłaszcza gdy jego czas oraz okresy międzyremontowe nie mogą być odpowiednio wcześniej dokładnie określone. Ten rodzaj diagnostyki najczęściej jest źródłem informacji, bywa źródłem wiedzy, a gdy jest odpowiedniej jakości – może być wykorzystany do weryfikacji prognozy trwałości, kreowania strategii eksploatacji oraz optymalizacji terminu i zakresu kolejnego remontu, które w ostatnich czasach stało się znacznie trudniejsze niż w przeszłości.

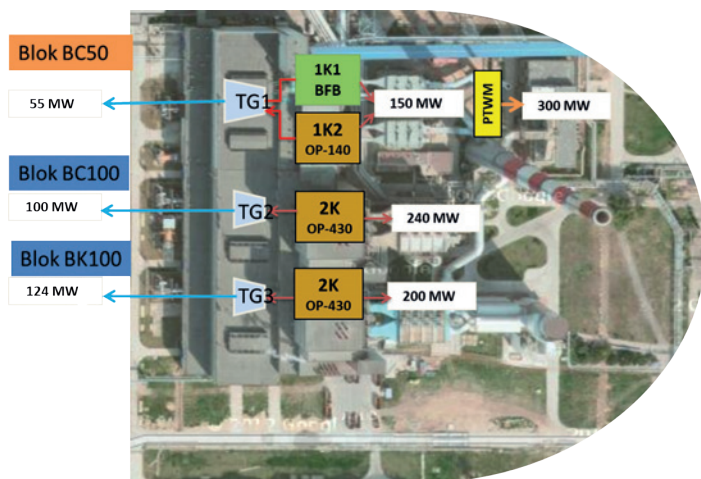
Nadzór diagnostyczny w *Pro Novum* traktuje się jako system zintegrowany z eksploatacją urządzeń. Swój początek bierze podczas diagnostyki towarzyszącej remontowi, kontynuowany jest w trakcie eksploatacji urządzeń i instalacji. Wykorzystuje się zaawansowane technologie informatyczne oraz analityczne i cyfrowe, aby z odpowiednią jakością można było aktualizować ocenę stanu technicznego elementów, a także weryfikować ich prognozę trwałości.

Pro Novum, na podstawie kilkunastoletnich doświadczeń z wdrażaniem nadzoru diagnostycznego, udostępnia swoim Klientom odpowiednio skonfigurowane aplikacje informatyczne – oparte na platformie informatycznej LM System PRO+[®]. Najnowszym rozwiązaniem jest program Prognoza PRO[®]. Zapewniają one bezpieczeństwo eksploatacji oraz oczekiwaną dyspozycyjność, także w przypadku, gdy praca elementów odbywa się w trybie warunkowym.

W artykule zaprezentowano korzyści płynące ze sprawowanego nadzoru diagnostycznego w *Veolia Energia Poznań S.A.* po ostatnim remoncie kapitalnym duobloku.

Veolia Energia Poznań S.A. – Elektrociepłownia Karolin

W *Elektrociepłowni Karolin* zainstalowane są dwa bloki BC-100 i BK-100 z kotłami OP-430 i jeden duoblok BC-50 z kotłami OP-140 (1K1 i 1K2), z tym, że w roku 2011 kocioł 1K1 przebudowany został na kocioł fluidalny typu BFB110. Dodatkowo w tejże lokalizacji znajdują się także dwa szczytowe kotły wodne PTWM. Całkowitą moc elektryczną i ciepłą *Elektrociepłowni Karolin* zaprezentowano na rysunku 1.



Rys. 1. Urządzenia wytwórcze Elektrociepłowni Karolin

W skład bloku ciepłowniczego BC-50 – oprócz wspomnianych kotłów 1K1 i 1K2 – wchodzi także turbozespół TG1, tj. turbina parowa 13UP65 prod. *Zamech* i generator GTH63 prod. *Domel*. Czas pracy głównych urządzeń bloku BC-50 mieści się od ok. 200 000 do 245 918 godzin, a liczba uruchomień od 704 do 997 – stan na 5 grudnia 2023 r.

Najważniejsze prace modernizacyjne przeprowadzone na bloku BC-50 obejmowały:

- zabudowę nowego wirnika WP na turbinie parowej w 2018 r.,
- przezwonienie stojana generatora,
- wymianę komory wylotowej przegrzewacza pary III st. kotła 1K1,
- rekonstrukcję elektrowydechu,
- wymianę głównych trójników rurociągów parowych,
- wymianę łożysk turbozespołu TG1,
- regenerację korpusów zaworów szybkozamykających i regulacyjnych.

Remont bloku BC-50 w 2021 r.

W roku 2021 blok ciepłowniczy przeszedł remont, w którym wykonano diagnostykę elementów krytycznych urządzeń bloku scharakteryzowaną w tabeli 1. Dla każdego elementu opracowano prognozę trwałości, określono termin kolejnych badań oraz zalecenia remontowe, eksploatacyjne, a także zidentyfikowano nieprawidłowości/problemy wymagające nadzoru diagnostycznego.

Nadzór diagnostyczny bloku BC-50 po remoncie w 2021 r.

Celem remontu bloku BC-50 była ocena aktualnego stanu technicznego wybranych elementów (węzłów konstrukcyjnych) wraz z określeniem długoterminowej prognozy elementów krytycznych w perspektywie do 350 000 godzin pracy. Podczas wykonywania klasycznej diagnostyki zaoferowano dodatkowo Użytkownikowi sprawowanie nadzoru diagnostycznego nad ocenianymi elementami.

W Systemie zaimplementowano najlepszą wiedzę i doświadczenia diagnostyczne, co może być atutem w przyszłości. Planuje się bowiem jeszcze kilkunastoletnią eksploatację bloku.

Dodatkowo, ze względu na zidentyfikowane w czasie remontu problemy, a także biorąc pod uwagę fakt, że planowanie terminów i zakresów kolejnych remontów obecnie jest znacznie trudniejsze niż w przeszłości, zaproponowano Użytkownikowi *Elektrociepłowni Karolin* objęcie elementów bloku (po remoncie) nadzorem diagnostycznym z wykorzystaniem aplikacji informatycznej – opracowanej przez *Pro Novum* – Prognoza PRO[®] (rys. 2). Aplikacja ta na podstawie retrospekcji i analizy warunków pracy umożliwia m.in. identyfikację problemów eksploatacyjnych i doprecyzowanie zakresu badań diagnostycznych.

Po opracowaniu oceny stanu technicznego i określeniu prognozy trwałości aplikacja ta pozwala również na:

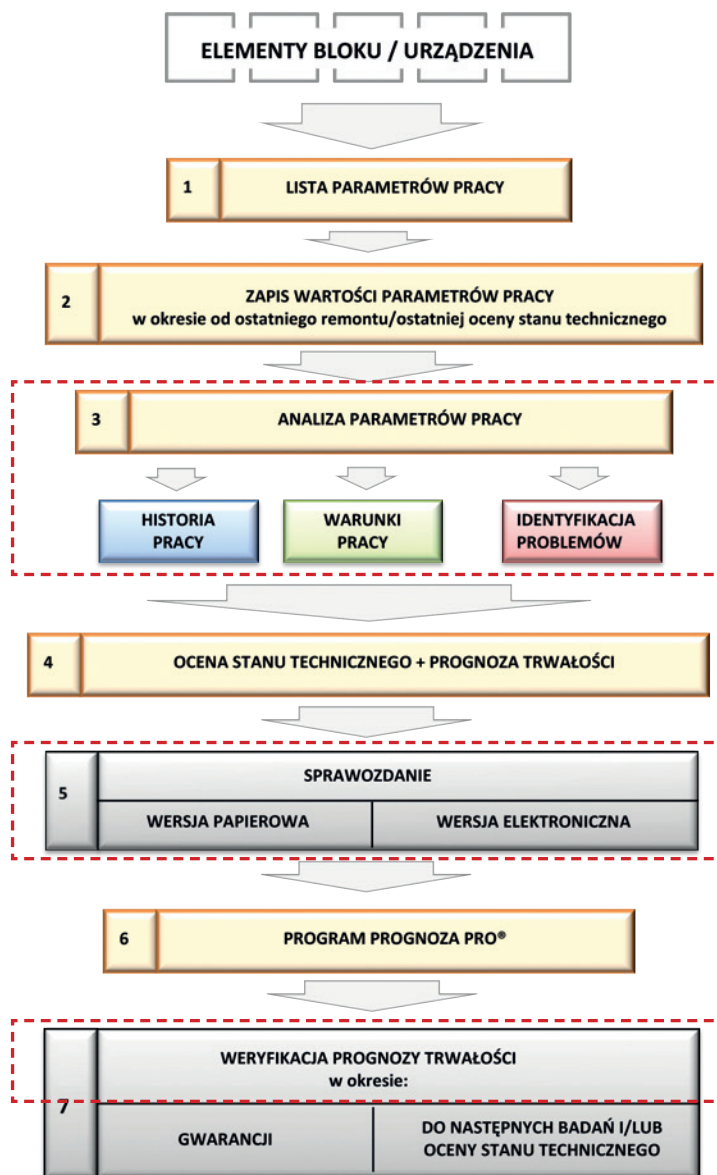
- bieżącą weryfikację prognozy,
- monitorowanie zidentyfikowanych w czasie remontu problemów,
- nadzór nad bezpieczeństwem podczas warunkowej eksploatacji elementów, którym nie udało się przywrócić ich pełnej użyteczności,
- aktualizację (w razie potrzeby) oceny stanu technicznego oraz prognozy trwałości.

Nadzór diagnostyczny z wykorzystaniem aplikacji Prognoza PRO[®] jest zintegrowany z pracą urządzeń. W ten sposób na bieżąco aktualizowana jest ocena ich stanu technicznego i monitorowane są zidentyfikowane problemy techniczne. Na rysunku 3 zaprezentowano ekran główny aplikacji Prognoza PRO[®] z zaznaczeniem danych wejściowych do analiz i ich rezultat.

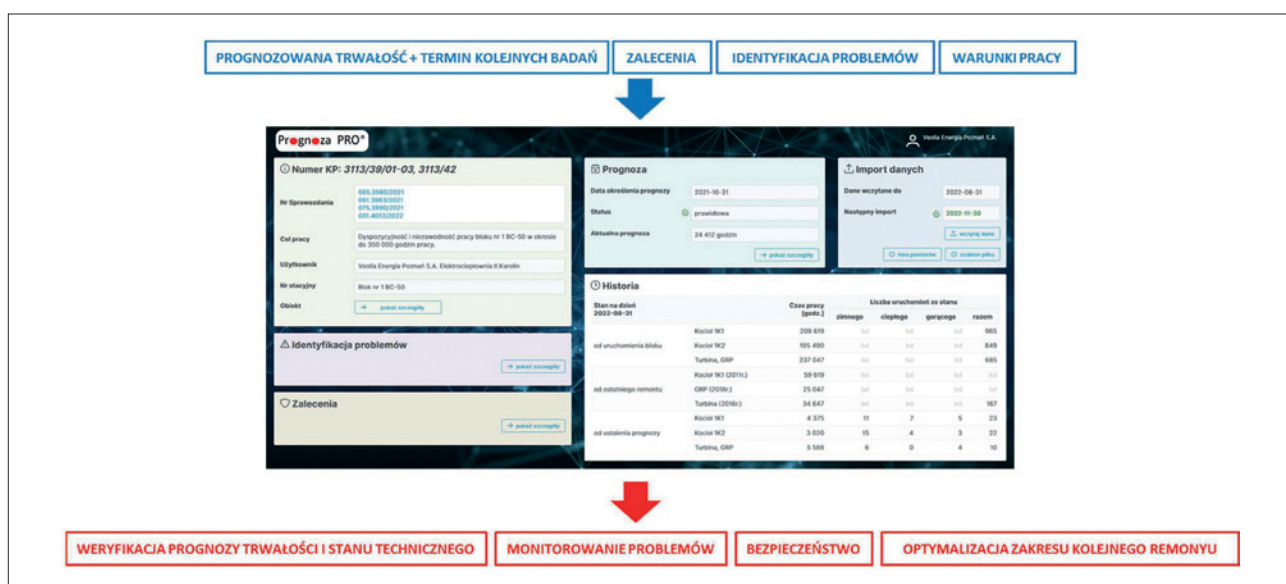
Tabela 1

Zakres badań i obliczeń wykonanych w ramach remontu bloku BC 50 w 2021 r.

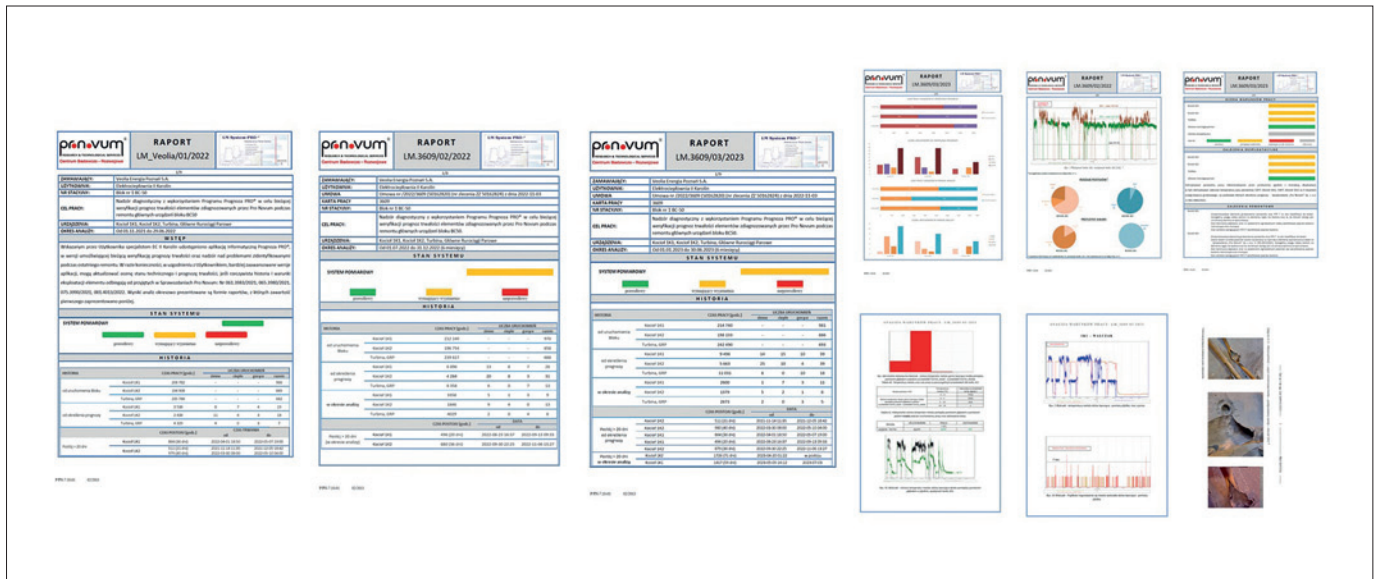
Urządzenie	Badania nieniszczące	Badania niszczące	Obliczenia	Analiza warunków pracy	Prognoza trwałości, termin kolejnych badań
Kocioł 1K1	•	•	SWT	•	•
Kocioł 1K2	•	•	SWT	•	•
RPŚ, do RS, RR, RWZ	•	•	SWT, owalizacja, AutoPipe	•	•
Turbina parowa	•	–	SWT, MES	•	•



Rys. 2. Proces przygotowania aplikacji Progniza PRO®



Rys. 3. Nadzór diagnostyczny elementów urządzeń bloku BC 50 zintegrowany z ich pracą



Rys. 4. Przykładowe raporty okresowe z nadzoru diagnostycznego

W ramach prowadzonego nadzoru diagnostycznego odbywają się spotkania robocze, na których omawiane są najważniejsze wnioski/spostrzeżenia i zalecenia z raportów okresowych przekazywanych okresowo.

Głównymi korzyściami z wdrożonego nadzoru diagnostycznego są:

- bieżąca analiza historii i warunków pracy,
- analiza czynności wykonywanych podczas postojów, w tym rejestracja zdarzeń awaryjnych,
- sygnalizacja możliwości wystąpienie zdarzeń niepożądanych,
- ocena aktualnego stanu technicznego głównych urządzeń i ich elementów,
- aktualizacja prognozy trwałości,
- optymalizacja zakresów i terminów wykonywanych badań na podstawie rzeczywistego stanu technicznego elementów,
- optymalizacja czynności remontowych w sposób adekwatny do stanu technicznego monitorowanych elementów.

Wyżej wymienione korzyści mogą stanowić podstawę do wydłużenia okresów pomiędzy badaniami oraz ograniczenia zakresów badań, gdy rzeczywisty stan techniczny elementów na to pozwoli.

Podsumowanie

1. Niepewność terminu i zakresu kolejnego remontu nie powinna ograniczać dyspozycyjności, a zwłaszcza zagrażać bezpieczeństwu eksploatacji bloku / urządzenia / instalacji.
2. Oferowany przez Pro Novum nadzór diagnostyczny (także w trybie zdalnym) jest rodzajem diagnostyki, który:
 - a) jest źródłem informacji i wiedzy dla specjalistów utrzymania majątku produkcyjnego,

- b) aktualizuje ocenę stanu technicznego oraz weryfikuje prognozy trwałości w okresach międzyremontowych,
 - c) wspiera strategię eksploatacji,
 - d) optymalizuje termin i zakres kolejnego remontu.
3. Zaprezentowana i opracowana metodyka nadzoru diagnostycznego wykorzystuje nowoczesne narzędzia i sprawdzone algorytmy do analizy możliwości bezpiecznej pracy elementów/urządzeń w przewidzianym czasie.
 4. Dzięki współpracy i wdrożeniu nadzoru diagnostycznego na bloku BC-50 w Elektrociepłowni Karolin możliwe było zwerifikowanie metod diagnostycznych i ich dalszego rozwoju oraz nadzór nad bezpieczeństwem pracy urządzeń bloku.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Trzeczcyński J., Stanek R., *Prognozowanie trwałości urządzeń energetycznych w trybie zdalnym z wykorzystaniem aplikacji Prognoza PRO®*. „Energetyka” 2021, nr 12, Biuletyn Pro Novum nr 2/2021.
- [2] Wojciechowski R.M., Trzeczcyński J., Murzynowski W., Stanek R., *Przykłady realizacji nadzoru diagnostycznego bloku BC-50*. „Energetyka” 2022, nr 12, Biuletyn Pro Novum nr 3/2022.
- [3] Trzeczcyński J., Murzynowski W., Stanek R., *Zdalna diagnostyka – niewykorzystana szansa na niskonakładowe zapewnienie bezpieczeństwa i dyspozycyjności urządzeń energetycznych*. „Energetyka” 2020, nr 6, Biuletyn Pro Novum nr 1/2020.

Nowoczesna diagnostyka efektywnym wsparciem w rozwiązywaniu problemów remontowych i wydłużaniu czasu pracy elementów ciśnieniowych

Modern diagnostics – effective support in solving repair problems and extending the working time of pressure elements

Długoletnia eksploatacja nie zawsze wiąże się z pełnym rozpoznaniem problemów technicznych „nękających” urządzenia energetyczne i obniżających ich wskaźniki niezawodnościowe. W szerszym ujęciu wiedza o bieżącym stanie technicznym urządzeń nie zawsze jest wystarczająca do zaplanowania prawidłowego cyklu eksploatacyjno-remontowego. Ma to szczególnie duże znaczenie w zakładzie przemysłowym, gdzie część związana z generacją energii/ciepła jest nierozdzielnie związana i krytyczna dla pracy części technologicznej zakładu. W artykule zaprezentowano przykłady wykorzystania nowoczesnych metod diagnostyczno-analitycznych do rozpoznania stanu technicznego obiektu, określenia przyczyn bezpośrednich i pośrednich problemu wraz z określeniem zakresu działań naprawczych oraz nowoczesnymi metodami walidacji koncepcji oraz efektów naprawy.

Słowa kluczowe: urządzenia energetyczne, nowoczesna diagnostyka, wydłużanie czasu pracy elementów ciśnieniowych

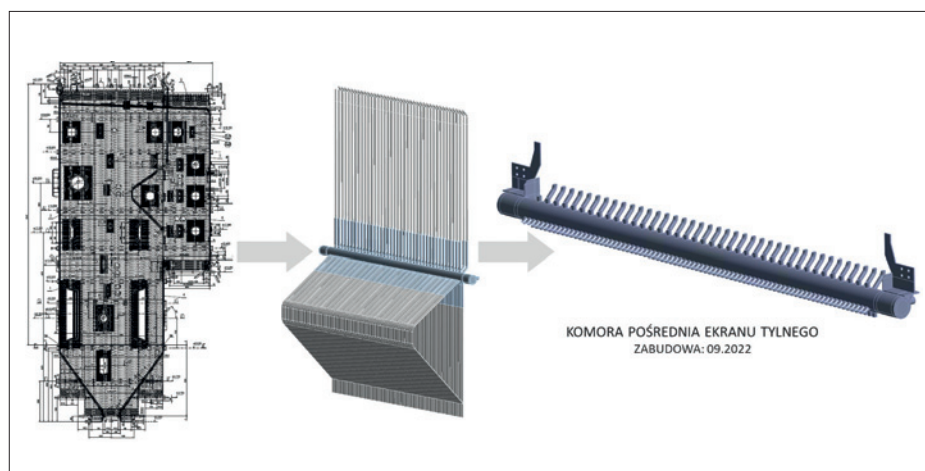
Long-term operation is not always associated with full recognition of technical problems that plague energy devices and reduce their reliability indicators. In a broader sense, knowledge about the current technical condition of devices is not always sufficient to plan the correct operation and renovation cycle. This is particularly important in an industrial plant, where the part related to energy/heat generation is inextricably linked and critical to the operation of the technological part of the works. The paper presents examples of the use of modern diagnostic and analytical methods to recognize the technical condition of the facility, determine the direct and indirect causes of the problem, along with defining the scope of corrective actions and modern methods of validating the concept and effects of repair.

Keywords: energy devices, modern diagnostics, extending the working time of pressure elements

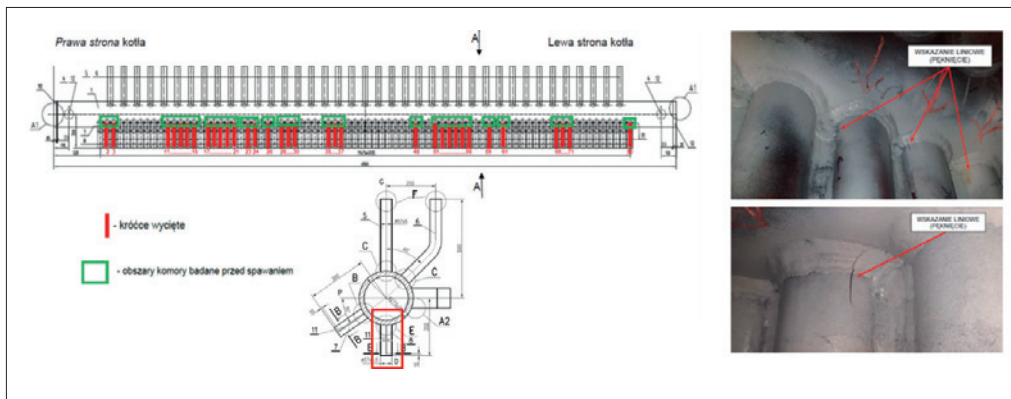
Długoletnia eksploatacja nie zawsze wiąże się z pełnym rozpoznaniem problemów technicznych „nękających” urządzenia energetyczne i obniżających ich wskaźniki niezawodnościowe. W szerszym ujęciu wiedza o bieżącym stanie technicznym urządzeń nie zawsze jest wystarczająca do zaplanowania prawidłowego cyklu eksploatacyjno-remontowego. Ma to szczególnie duże znaczenie w zakładzie przemysłowym, gdzie część instalacji odpowiedzialna za generację energii/ciepła jest nierozdzielnie związana i krytyczna dla pracy części technologicznej zakładu.

W artykule zaprezentowano przykłady wykorzystania nowoczesnych metod diagnostyczno-analitycznych do rozpoznania stanu technicznego obiektu, określenia przyczyn bezpośrednich i pośrednich problemów wraz z określeniem zakresu działań naprawczych. Wymieniono nowoczesne metody walidacji koncepcji jak również efekty naprawy.

W zakładzie produkcyjnym CIECH Soda Polska S.A. w Janikowie pracują trzy kotły typu CKTI 75 i jeden OP-140, o łącznej mocy cieplnej 306,55 MW, oraz cztery turbiny parowe o mocy elektrycznej łącznie 39,8 MW. Kotły typu CKTI 75 zostały wyprodukowane w latach 2010-2012. We wrześniu 2022 r. na kotle K1 zabudowano nową komorę pośrednią ekranu tylnego (rys. 1).



Rys. 1. Komora pośrednia ekranu tylnego kotła typu CKTI 75
Źródło: Pro Novum Sp. z o.o.



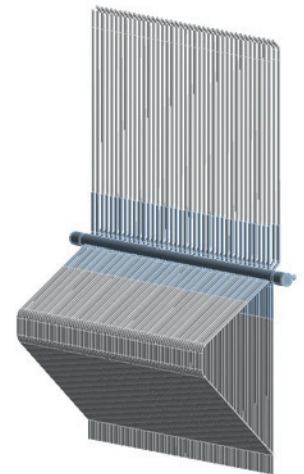
Rys. 2. Komora pośrednia ekranu tylnego – lokalizacja wystąpienia uszkodzeń
Źródło: Pro Novum Sp. z o.o.

Po uruchomieniu kotła, po ok. sześciu tygodniach eksploatacji, doszło do uszkodzenia (pęknięcia) w obrębie spoin łączących komorę z rurami ekranu tylnego w kierunku dolnej komory ekranowej ekranu tylnego. Miejsca stwierdzonych uszkodzeń zaznaczono na rysunku 2. Po wykonanej naprawie (wymiana wstawek) kocioł został ponownie uruchomiony i po okresie ok. dwóch tygodni doszło do ponownego uszkodzenia elementów jak w pierwszym przypadku, zarówno w obrębie spoin obwodowych wykonanych na łączeniu rur ekranowych z komorą pośrednią w ramach wymiany komory, jak i w wstawkach wspawanych po pierwszej awarii.

Uszkodzenia wszystkich króćców oraz pęknięcia w obszarze spoin łączących króćciec z komorą miały podobny charakter. Pionowe pęknięcia (wzdłuż króćców) przechodziły przez spoinę łączącą króćciec z komorą i dalej w materiał odcinka rurowego. Rozmieszczenie uszkodzonych króćców po długości komory okazało się przypadkowe. Wszystkie stwierdzone uszkodzenia zlokalizowane były w bezpośrednim sąsiedztwie płetw po obu stronach króćców, w kącie +/- 70–80° od czoła odcinka rurowego. Wszystkie uszkodzenia – pierwotne i wtórne po przeprowadzonych wcześniej naprawach – wystąpiły na króćcach rur ekranu tylnego w kierunku komory dolnej, na pozostałych króćcach komory nie stwierdzono uszkodzeń.

W celu wyjaśnienia przyczyn awarii wykonano szereg badań nieniszczących komory pośredniej i króćców (badania metalograficzne, twardość, badania wizualne) oraz niszczących uszkodzonych króćców dolnych komory (metalografia, twardość, potwierdzenie gatunku materiału i ocena wizualna). Dopelnieniem badań było rozpoczęcie obliczeń wytrzymałościowych komory pośredniej, których celem z kolei było określenie stanu naprężeń w obszarze połączenia komory pośredniej z rurami ekranu tylnego. Niestety, wskutek sposobu naprawy (usunięcia uszkodzonych króćców komory pośredniej) nie było możliwości oceny jakości wykonania połączeń spawanych króćców do komory od strony wewnętrznej króćców.

Obliczenia wytrzymałościowe komory pośredniej zostały wykonane z wykorzystaniem Metody Elementów Skończonych i oprogramowania ANSYS Workbench 2022R1.



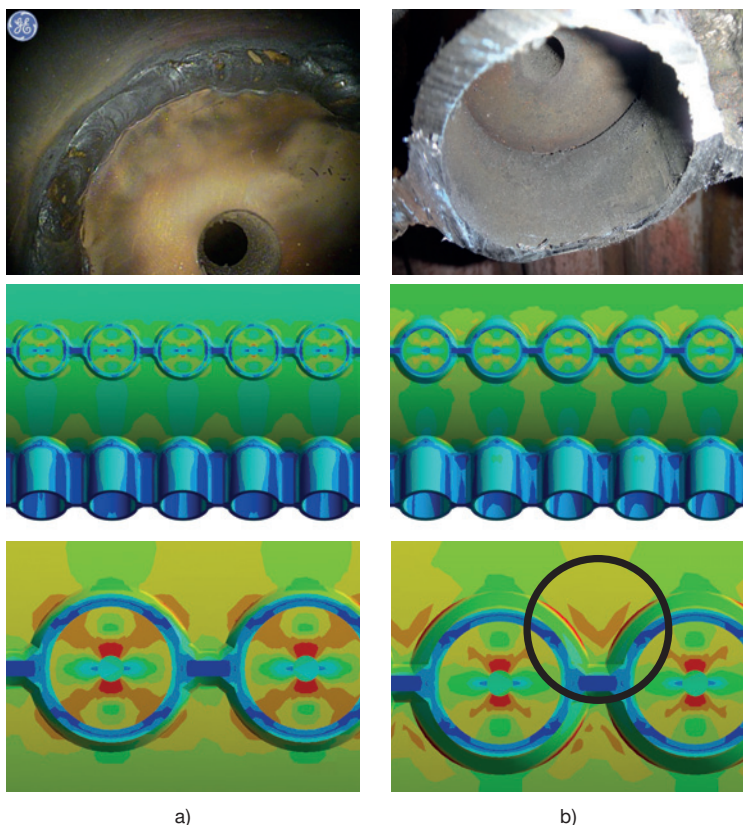
Rys. 3. Geometria modelu wykorzystana do obliczeń wytrzymałościowych
Źródło: Pro Novum Sp. z o.o.

Geometria modelu została utworzona na podstawie dokumentacji technicznej oraz zdjęciowej wykonanej w czasie przeprowadzonych wizji lokalnych. Aby zwiększyć dokładność otrzymywanych wyników, przygotowana geometria modelu uwzględniała nie tylko komorę pośrednią, ale również obszary rur ekranowych ściany tylnej kotła prowadzących do komory górnej oraz do trójników poniżej komory pośredniej. Model geometryczny wykorzystany do symulacji został przedstawiony na rysunku 3. W obliczeniach były brane pod uwagę różne konfiguracje połączeń spawanych pomiędzy komorą a króćcami ściany tylnej, a do analizy wyników przyjęto modele z połączeniem idealnym (zgodnym z dokumentacją techniczną) oraz uwzględniające możliwe wady spawalnicze (niepełny przetop).

Model geometryczny został podzielony na bryłowe (w obszarze komory – kolor niebieski) oraz powłokowe (w obszarze ściany tylnej – kolor szary) elementy skończone. W obliczeniach uwzględniono warunki pracy komory – ciśnienie obliczeniowe 5,1 MPa oraz temperaturę obliczeniową 264°C. Warunki brzegowe związane z podparciem zamodelowano zgodnie z otrzymaną dokumentacją.



Rys. 4. Skutki kolejnej awarii komory pośredniej ekranu tylnego – pęknięcia połączeń spawanych i uszkodzenia wtórne spowodowane wpływającym czynnikiem
Źródło: CIECH Soda Polska S.A.



Rys. 5. Wyniki obliczeń połączeń króćców rur ekranu tylnego z płaszczem komory pośredniej

- a) rozkład naprężeń dla połączeń spawanych z pełnym przetopem,
 b) rozkład naprężeń dla połączeń z niepełnym przetopem i/lub brakiem przetopu – widoczna wyższa wartość i koncentracja naprężeń
 Źródło: Pro Novum Sp. z o.o.

Na podstawie obliczeń MES otrzymano wyniki w postaci map rozkładu przemieszczeń i naprężeń w modelu. Wyniki obliczeń wykazały tendencję konstrukcji do przeszywnienia w obszarze połączenia komory z rurami pionowymi znajdującymi się pod komorą. Wzrost naprężeń był pośrednio akcelеровany przez większą sztywność połączenia wynikającą ze zmniejszonego otworu, co skutkowało większymi naprężeniami pochodzącymi od zjawisk termicznych. Dodatkowo na spiętrzenie naprężeń mogły wpływać nieprawidłowo wykonane połączenia spawane króćców rur ekranowych do komory pośredniej.

Niemalże jednocześnie z zakończeniem opisanych obliczeń wystąpiła kolejna awaria analizowanych połączeń (styczeń 2023 r.), dodatkowo skutkująca uszkodzeniami wtórnymi króćców/rur ekranowych i płaszczu komory pośredniej, spowodowanymi erozją wyptywającego czynnika. Po odcięciu uszkodzonych króćców według zaleceń Pro Novum udało się potwierdzić – zakładane w obliczeniach jw. – wadliwe wykonanie połączeń spawanych króćców do komory pośredniej (rys. 4 i 5).

Biorąc pod uwagę doświadczenia i wiedzę pozyskane w ramach opisanych powyżej działań i analiz opracowano technologię naprawy komory pośredniej, która obejmowała m.in.:

- etapowe usunięcie wszystkich dolnych króćców komory pośredniej,
- przygotowanie powierzchni komory pośredniej pod montaż nowych króćców,
- ponowy montaż dolnych króćców z wykonaniem połączeń króćciec – komora i króćciec rura ekranowa,
- badania odbiorowe w zakresie określonym w technologii naprawy.

Komorę pośrednią zgodnie z technologią naprawiono.

Podsumowanie

1. W trakcie krótkiej eksploatacji komory uległa ona uszkodzeniom, takim jak:

- pęknięcia (nieszczelności) spoin łączących króćce z płaszczem komory,
- ubytki erozyjne króćców i płaszczu komory spowodowane wyptywem czynnika z pękniętych spoin jw. – uszkodzenia wtórne,
- ubytki materiału płaszczu komory spowodowane nieprawidłowym usuwaniem uszkodzonych króćców.

2. Prawidłowy zakres diagnostyki, uwzględniający:

- przebiegi i rozmiary awarii/uszkodzeń,
- wyniki badań niszczących i nieniszczących,
- analizy dokumentacji technicznej i wizji lokalnych,
- analizy technologii pierwotnej zabudowy komory we wrześniu 2022 r.,
- wyniki obliczeń wytrzymałościowych,

pozwolił na określenie:

- **bezpośredniej przyczyny uszkodzenia**, tj. przekroczenia wytrzymałości złączy spawanych i materiału króćców,
- **pośrednich przyczyn uszkodzenia**, tj. wadliwego wykonania połączeń spawanych (braki przetopu), przeszywnienia konstrukcji analizowanego węzła – nadmiernej koncentracji naprężeń i odstąpienia od warsztatowego wykonania połączeń króćców dolnych z płaszczem komory,
- **zakresu naprawy /remontu komory**.

3. Wykonane numeryczne obliczenia wytrzymałościowe połączeń spawanych potwierdziły przyczyny pośrednie stwierdzonych uszkodzeń jeszcze przed wykonaniem odpowiednich badań (pobranie wycinków) i oględzin. Potwierdziły także możliwość wykonania naprawy komory według zakładanego zakresu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Opinia Techniczna Pro Novum nr OT.106.2442/2022.
- [2] Opinia Techniczna Pro Novum nr OT.004.2447/2023.
- [3] Opinia Techniczna Pro Novum nr OT.011.2454/2023.
- [4] Opinia Techniczna Pro Novum nr OT.019.2462/2023.



Diagnostyka a dyspozycyjność jednostek ciepłowniczych w dobie zmian sektora energetycznego

Diagnosics and availability of thermal power plants in the era of changes in the energy sector

Zmiany w sektorze energetyki ciepłej i zawodowej wynikające z odchodzenia od technologii węglowych wpływają na zmiany w strategii utrzymania majątku wytwórczego. Zapewnienie bezawaryjnej produkcji energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym ograniczaniu kosztów remontów stanowi spore wyzwanie. Zapewnienie dyspozycyjności w końcowej fazie pracy źródeł wymaga stosowania działań profilaktycznych oraz diagnostyki, która powinna być skierowana na rozwiązywanie ewentualnych problemów.

Słowa kluczowe: strategia utrzymania majątku wytwórczego, zapewnienie dyspozycyjności jednostek ciepłowniczych, diagnostyka

Changes in the thermal and energy sector resulting from the move away from coal technologies influence changes in the strategy for maintaining production assets. Ensuring failure-free production of electricity and heat while limiting maintenance costs is a significant challenge. Ensuring the availability of electricity and heat sources in the final phase of operation requires the use of preventive actions and diagnostics, which should be aimed at solving possible problems.

Keywords: strategy for maintaining production assets, ensuring the availability of thermal power plants, diagnostics

Wstęp

Ogólny trend polegający na dekarbonizacji sektora energetycznego wymusza na spółkach podjęcie szerokich działań inwestycyjnych przy równoczesnym ograniczaniu kosztów z tytułu utrzymania źródeł węglowych. Powyższe działania uwzględniają ogólną strategię rozwoju obszaru ciepła w grupie TAURON oraz muszą zapewniać bezawaryjną produkcję i dostawę energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców. Oczekiwana dyspozycyjność źródeł w końcowej fazie ich pracy opiera się na aktualnym stanie technicznym urządzeń. Zapewnienie dobrej kondycji urządzeń nie może obejść się bez wykonywania działań profilaktycznych, a diagnostyka powinna być skierowana na rozwiązywanie ewentualnych problemów.

TAURON Ciepło

Łączna zainstalowana moc elektryczna w TAURON Ciepło to 346 MW, a moc cieplna to 1160 MW. Zlokalizowano je w Zakładach Wytwarzania Katowice, Tychy, Bielsko-Biała oraz w ciepłowniach lokalnych. Dystrybucja ciepła odbywa się poprzez 1100 km sieci ciepłowniczych, w tym 414 km to sieci preizolowane, oraz niespełna 2900 węzłów cieplnych. Ogrzewanie z sieci dociera nie tylko do mieszkań. TAURON Ciepło ogrzewa również galerie handlowe i biurowce, obiekty sportowe oraz kultury, hotele i uczelnie. Mając na uwadze bezawaryjną dostawę ciepła dla odbiorców, TAURON Ciepło dysponuje dwoma mobilnymi kotłowniami kontenerowymi umożliwiającymi w krótkim czasie wznowienie dostawy ciepła do obiektów, które wskutek nieprzewidzianych przyczyn mogłyby być tego ciepła pozbawione. Małe

kotłownie ogrzewające pojedyncze budynki nadzorowane są zdalnie poprzez system monitoringu, co poprawia jakość dostaw ciepła do odbiorców.

Nie tylko ciepło – nowe wyzwanie dla bloków

Oprócz produkcji ciepła, wybrane jednostki TAURON Ciepło będą mogły do 2028 roku korzystać z systemu wsparcia w ramach Rynku Mocy na podstawie wieloletnich kontraktów mocowych zawartych w 2019 roku oraz kontraktów zawartych w ramach aukcji dodatkowych. Zadeklarowane jednostki to blok BCF-100 w ZW Katowice, blok BC-50 w ZW Tychy oraz blok BC-50 w ZW Bielsko-Biała EC2. Aby móc skorzystać z systemu wsparcia, jakie daje Rynek Mocy należy ponieść dla tych jednostek w latach 2019-2023 nakłady przekraczające 92 mln zł. Jednak aby z tych „korzyści” móc skorzystać należy zadbać, aby jednostki wytwórcze były we wzorowej kondycji. W związku z tym rodzą się pytania: co i jak diagnozować?, co remontować?, co wymieniać?

Aktualny stan techniczny

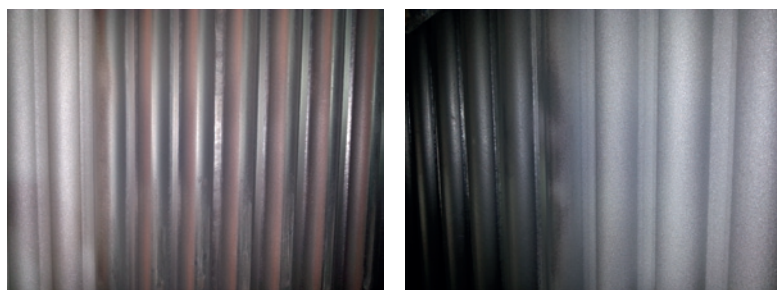
Odpowiedzi na powyższe pytania daje wiedza na temat aktualnego stanu technicznego urządzeń. Ponadto wiedza ta wymaga okresowej aktualizacji. Stworzenie adekwatnego zakresu remontu musi opierać się na wiedzy o faktycznym stanie technicznym urządzeń, tak aby móc wyeliminować faktyczne problemy. Tylko wtedy możemy mówić o rzetelnej optymalizacji kosztów z tytułu utrzymania.

Dyspozycyjność jednostki w dużej mierze zależy od głównych węzłów, takich jak kocioł czy turbina, jednak równie ważne stają się urządzenia pomocnicze i pozablokowe. Odpowiednia opieka nad tymi urządzeniami ma istotne znaczenie zwłaszcza w trakcie postojów, w szczególności tych długich, jak np. remont kapitalny lub długi postój poza sezonem grzewczym. Z pozoru nieistotne elementy, jak np. różnego rodzaju zawory czy zasuwy potrafią przysporzyć sporo kłopotów w trakcie uruchomienia i podczas dalszej pracy, jeżeli nie zadamy o nie w czasie postoju. Ważne jest to, aby zidentyfikować takie instalacje i urządzenia krytyczne (poza kotłem i turbiną) pod kątem potencjalnych problemów w trakcie rozruchu bloku. W roku 2021 zaobserwowaliśmy wzrost kosztów likwidacji usterek około 1-2 miesiące po zakończeniu planowanych remontów bieżących, co mogło świadczyć o tym, że usterki spowodowane były przez długi postój wybranych urządzeń. W związku z tym wprowadziliśmy dodatkowe działania profilaktyczne mające na celu przeprowadzanie działań konserwujących w trakcie postoju, aby w możliwie skutecznym sposób ograniczyć występowanie tego typu uszkodzeń. W roku ubiegłym takiego zjawiska nie zaobserwowaliśmy.

Problemy identyfikowane podczas postojów

Bardzo ważnym aspektem w kontekście zachowania dyspozycyjności urządzeń jest ich diagnostyka wykonywana podczas postoju. Niejednokrotnie postój urządzenia może być groźniejszy niż sama praca urządzenia. Odpowiednie dbanie o urządzenia wymaga podejmowania działań również w trakcie postoju, w szczególności tych długich. Przykład groźnego zjawiska, jakie zaobserwowaliśmy podczas postoju jednej z naszych jednostek, opisano poniżej.

Blok ten składa się z kotła fluidalnego węglowego CFB-219 oraz turbozespołu parowego w układzie przeciwpiętnym. Aktualne zapotrzebowanie na energię cieplną oraz specyfika tego układu sprawia, że główny okres pracy kotła przypada na okres grzewczy, poza tym okresem potrzeby produkcyjne zabezpieczane są przez kotły wodne gazowo-olejowe. Poza okresem grzewczym (maj-wrzesień) kocioł CFB pozostaje w postoju. Z charakterystyki pracy komory paleniskowej kotłów fluidalnych, w tym kotła CFB, z cyrkulacyjną warstwą fluidalną wynika, że głównym zagrożeniem związanym z pracą kotła i cyrkulacją złoża są uszkodzenia związane z erozyjnym oddziaływaniem składników złoża (paliwo, inert, popiół, addytywy) na powierzchnie ogrzewalne, gdzie dochodzi do mechanicznego wycierania powierzchni ogrzewalnych. W celu zabezpieczenia się przed tego typu uszkodzeniami stosowane są różnego typu powłoki ochronne o wysokiej twardości, nakładane na powierzchnię rur kotłowych w różnego rodzaju technologiach: malarskich, ultradźwiękowych, plazmowych i innych. Powierzchnie ekranów opisywanego kotła były również zabezpieczone tego rodzaju powłoką (w określonych rejonach) nakładaną w technologii plazmowej. W zależności od rodzaju powłoki, ochronne jej działanie, oprócz ochronny antyerozyjnej, podnosi również odporność korozyjną ekranów wobec agresywnych składników zawartych w produktach spalania. Typowym obrazem stanu powierzchni ekranów po okresie pracy kotła fluidalnego są gładkie, wypolerowane powierzchnie rur bez osadów eksploatacyjnych i produktów korozji, pokryte ewentualnie luźną warstwą osadów popiołowych.



Rys. 1. Typowy stan powierzchni ekranów kotła fluidalnego po odstawieniu

Profilaktyka remontowa w takim przypadku sprowadza się zwykle do określenia ubytków powłoki, pomiarów grubości rur ekranowych, ewentualnie do ponownego nałożenia powłok w miejscach ich uszkodzenia. Po odstawieniu kotła CFB do postoju w czerwcu 2022 i wejściu do komory paleniskowej kotła stwierdzono bardzo istotne zmiany w stosunku do stanu z lat poprzednich w obrazie powierzchni ogrzewalnych parownika – zewnętrznych powierzchni rur kotłowych.



Rys. 2. Powierzchnia rur ekranowych kotła fluidalnego po odstawieniu w 2022 roku

Powierzchnie rur ekranowych praktycznie na całym obwodzie i wysokości pokrywała warstwa produktów korozji, brązowo-rudych osadów tlenkowych (tlenków żelaza) o zróżnicowanej morfologii, zależnie od miejsca występowania. Stopień porażenia korozyjnego zmienił się nie tylko po wysokości komory, ale również po obwodzie w poszczególnych przekrojach. Różnice w zaawansowaniu procesu korozyjnego były na tyle duże, że w obrębie danego przekroju poprzecznego ekranu mieliśmy do czynienia z obszarem intensywnie porażonym korozyjnie i jednocześnie fragmentami rur, gdzie obraz powierzchni był typowy dla kotłów fluidalnych. Ponadto stwierdzono obecność „mokrych” fragmentów powierzchni rur ekranowych (o znacznej powierzchni od kilku do kilkunastu metrów kwadratowych), zlokalizowanych w różnych fragmentach ekranów. Przez „mokre” należy rozumieć wilgotne miejsca, na których powierzchnia osadów spływała kondensatem o wielkości kropeł, a same wielobarwne osady były lepkie w dotyku. Co istotne, wejście do kotła (komory paleniskowej) nastąpiło kilka dni po odstawieniu kotła do remontu.

Wilgotność powierzchni w określonych obszarach utrzymywała się przez kilka tygodni, a jednocześnie stwierdzono, że dzień po dniu obszary wilgotne traciły swój charakter i stawały się suche w dotyku.

Diagnostyka postojowa i warunki pracy

W związku z zaistniałym zjawiskiem przeprowadzono kompleksowe badania osadów. Stwierdzono osady w formie płatków o różnym kształcie i wielkości. Barwa osadów była zróżnicowana, generalnie w różnych odcieniach brązu. Osady kruche, sypkie. W ogólnej masie osadów część o charakterze podziarna o mniejszej granulacji niż główna masa. Drobną frakcją osadów o charakterze higroskopijnym.

W wyniku przeprowadzonych badań stwierdzono, że:

- główną masę osadów stanowią produkty korozji żelaza,
- w składzie pierwiastkowym osadów jest bardzo wysoka zawartość chloru w ilości do kilkunastu procent ogólnej masy osadów (ok. 12%),
- w składzie osadów jest również obecny niespalony węgiel w ilościach do kilku procent ogólnej masy osadów (ok. 3%),
- wyciągi wodne z pobranych osadów potwierdziły ich agresywny charakter oraz bardzo korozyjny w stosunku do stali węglowej charakter kondensatu, który powstawał w wyniku łączenia się osadów z wilgocią zawartą w powietrzu.

Samo wykroplenie kondensatu nie byłoby tak groźne dla trwałości rur ekranowych, gdyby nie korozyjne właściwości kondensatu powstałego właśnie na skutek pochłaniania wilgoci z powietrza przez chlorki żelaza. Dodatkowo w trakcie sezonu grzewczego 2021/2022 nastąpiła zmiana spalanego gatunku węgla, z węgla z stosowanego dotychczas jako paliwo podstawowe na węgiel stosowany dotychczas okresowo jako dodatek

do paliwa podstawowego. Zawartość chloru w węglu z tych dwóch zakładów górniczych była około 26-krotnie wyższa (przy zbliżonym udziale siarki). W związku z powyższym stwierdzono, że przyczyną uszkodzeń korozyjnych ekranów komory paleniskowej oraz obecności osadów była korozja chlorowa.

W celu ograniczenia skutków tego typu korozji podjęto, wspólnie z Departamentem Produkcji, decyzję o:

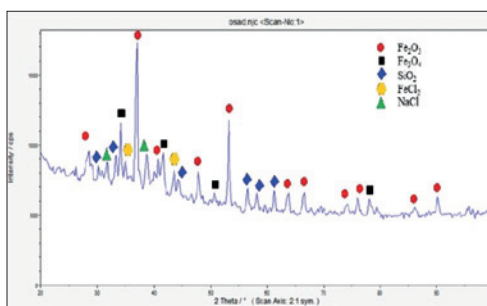
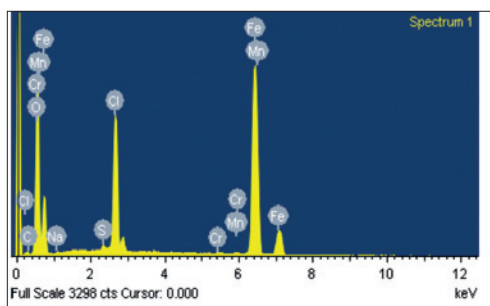
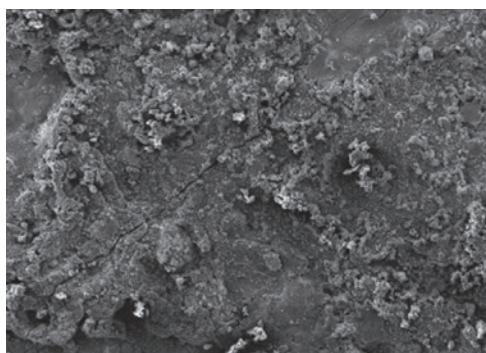
- zmianie proporcji (w ramach obecnych możliwości) ilości spalanego węgla, tak aby obniżyć zawartość chloru w paliwie surowym,
- konieczności opracowania technologii zabezpieczenia zewnętrznych powierzchni ogrzewalnych komory paleniskowej na czas postoju poza sezonem grzewczym ograniczając skutki korozyjne, uwzględniającej możliwe zakresy prowadzenia prac remontowych w trakcie postoju kotła.

Profilaktyka i monitorowanie problemu

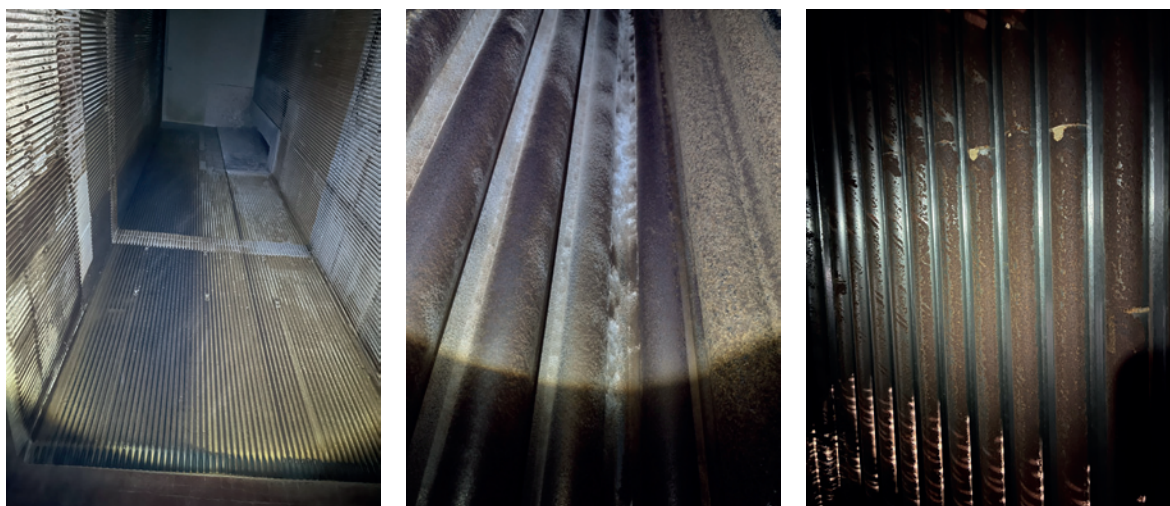
Zmiana proporcji ilości spalanego węgla spowodowała obniżenie zawartości chloru w paliwie surowym dzięki czemu, po odstawieniu kotła CFB do postoju w czerwcu 2023 i wejściu do komory paleniskowej kotła, stwierdzono znaczną poprawę w obrazie powierzchni ogrzewalnych – stwierdzono znikomą obecność „mokrych” fragmentów ekranów (rys. 4).

Ze względu na nadal odmienny obraz powierzchni ogrzewalnych ponownie pobrano i przeprowadzono kompleksowe badania osadów, w wyniku których stwierdzono dwie zasadnicze kwestie, tj.:

- w składzie pierwiastkowym osadów ponownie stwierdzono zawartość chloru w ilości do 5% ogólnej masy osadów (spadek o 7% w odniesieniu do roku 2022),
- wyciągi wodne z pobranych osadów potwierdziły lekko kwaśny charakter osadów (pH = 4-5), gdzie w skrajnym przypadku w roku 2022 pH = 1).



Rys. 3. Badania osadów pobranych z powierzchni rur ekranowych



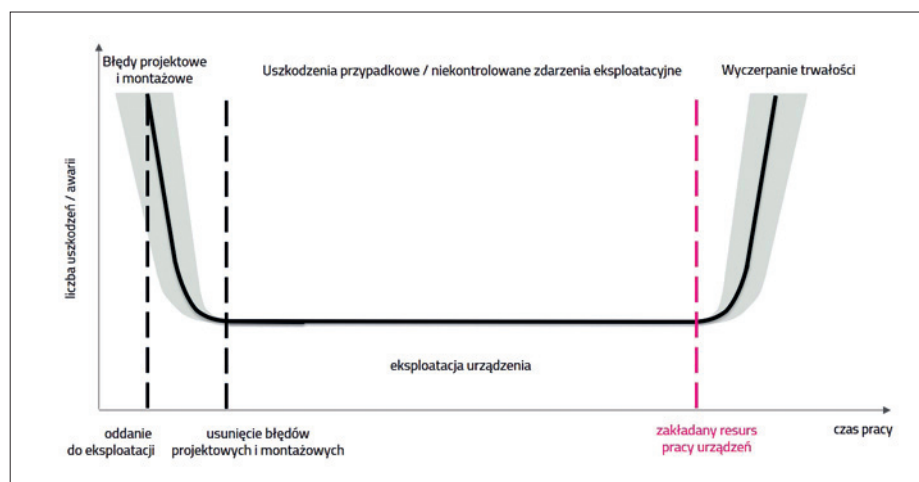
Rys. 4. Powierzchnia rur ekranowych kotła fluidalnego po odstawieniu w 2023 roku

W związku z powyższym przeprowadzono konserwację powierzchni ogrzewalnych w celu „zneutralizowania” charakteru powstałych osadów (ograniczenie ich kwasowego charakteru). Po około dwóch tygodniach od zakończenia procesu pobrano kontrolne próbki, które potwierdziły zmianę odczynu z kwaśnego na zasadowy (pH powyżej 10). Potwierdzeniem negatywnego wpływu korozji były pomiary grubości ścianek rur ekranowych. Średni ubytek ich grubości w latach 2020-2021 wynosił ok. 0,1-0,2 mm/rok, natomiast w latach 2022-2023 wyniósł 0,5-0,6 mm/rok (w skrajnych przypadkach 0,8 mm/rok). Podjęcie dodatkowych działań diagnostycznych w celu zidentyfikowania problemu było konieczne. Zjawisko korozji chlorowej jest groźnym zjawiskiem i powoduje bardzo szybkie ubytki grubości ścianek materiału. Brak szybkiej reakcji w celu ograniczenia skutków tego zjawiska mógłby spowodować konieczność wymiany dużej ilości powierzchni ogrzewalnych. Mając na uwadze horyzont czasowy pracy jednostki inwestycja w wymianę znacznej części ekranów w końcowej fazie pracy jednostki byłoby mocno nieuzasadnione ekonomicznie. Dodatkowo, brak podjęcia działań skutkowałaby szybkim pogarszaniem się stanu technicznego powierzchni ogrzewalnych, co bezpośrednio miałyby wpływ na pogorszenie się oczekiwanej dyspozycyjności, która mogłaby objawiać się częstymi awariami i koniecznością ciągłego odstawiania bloku w trakcie sezonu grzewczego.

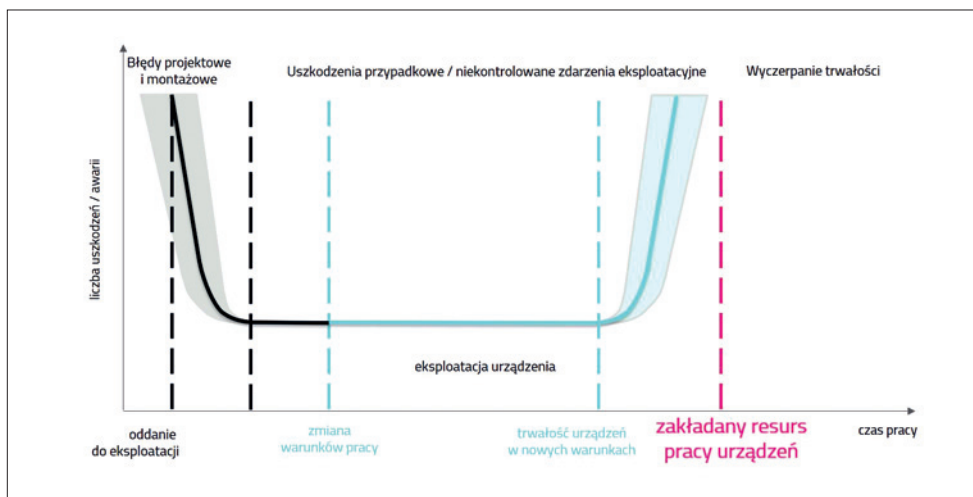
Diagnostyka a dyspozycyjność jednostki w ostatniej fazie eksploatacji

Opisany w artykule przykład potwierdza, że diagnostyka jest konieczna, jeżeli chcemy mówić o dotrzymaniu dyspozycyjności w szczególności w końcowej fazie eksploatacji źródła. Co więcej, to diagnostyka jest narzędziem identyfikacji ewentualnych problemów, które mogą skutkować szybszym pogarszaniem się stanu technicznego urządzeń. Klasycznie częstotliwość występowania i rodzaje uszkodzeń w zależności od czasu pracy urządzeń/elementów można zobrazować jak na rysunku 5.

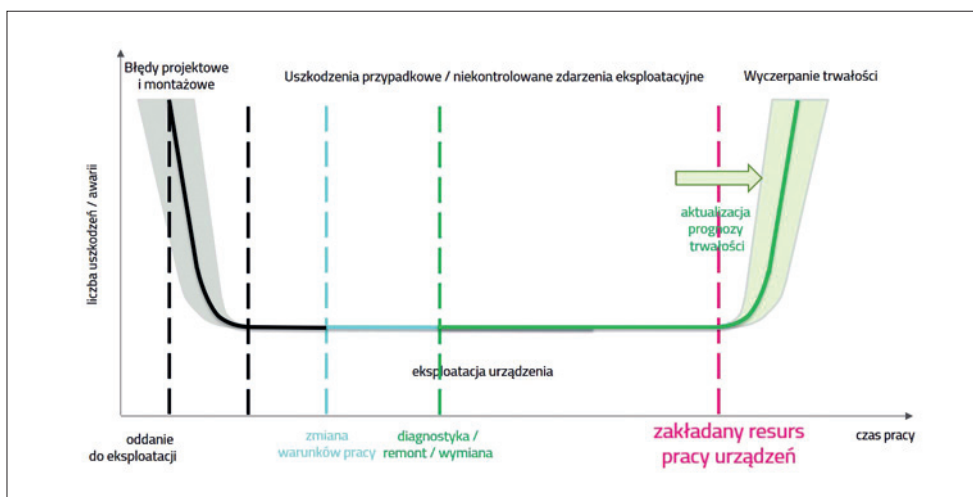
Rysunek 5 obrazuje tak naprawdę założenia na etapie projektowym. Doświadczenie jednak pokazuje, że z czasem te wymagania ulegają zmianie, gdyż warunki, w jakich eksploatujemy dane urządzenia również ulegają zmianie. Nie ma w tym nic dziwnego, o ile zmiana tych warunków nie ma wpływu na osiągnięcie zakładanego resursu pracy urządzeń. Sytuacja jednak nie wygląda tak kolorowo, jeżeli zmiana warunków pracy w sposób istotny wpływa na zakładaną trwałość urządzeń przy niezmiennym horyzoncie czasowym pracy jednostki – rysunek 6.



Rys. 5. Częstotliwość i rodzaje uszkodzeń w zależności od czasu pracy urządzeń



Rys. 6.
Trwałość urządzeń
w nowych
warunkach pracy



Rys. 7.
Diagnostyka i remont
podstawą do aktualizacji
prognozy trwałości
urządzeń

Jak wynika z rysunku 6, może dojść do sytuacji, kiedy zmiana warunków pracy skutkować będzie znacznym zwiększeniem liczby uszkodzeń spowodowanych wyczerpaniem trwałości elementów w końcowej fazie eksploatacji urządzeń. Dotrzymanie wówczas oczekiwanego poziomu dyspozycyjności będzie bardzo trudne, a wręcz niemożliwe. Między innymi z tego powodu nie możemy zapominać o szeroko rozumianej diagnostyce. Jej głównym działaniem jest identyfikacja potencjalnych problemów, co pozwala na pojęcie adekwatnych kroków. Jeżeli zakres remontu wynika z diagnostyki, czyli z aktualnego stanu technicznego urządzeń, to możemy spać spokojnie.

Podsumowanie

Zmiany w sektorze energetyki ciepłej i zawodowej, w głównej mierze polegające na odchodzeniu od technologii węglowych, powodują zmiany w strategii utrzymania obecnego majątku wytwórczego. Ograniczanie kosztów remontów, które jest nieodzowne w dzisiejszych czasach, wymaga rzetelnego podejścia do sprawy. Zapewnienie bezawaryjnej produkcji energii elektrycznej i ciepła, a co za tym idzie spełnienie wymagań

w zakresie oczekiwanej dyspozycyjności w końcowej fazie pracy źródeł, powinno być oparte na aktualnej wiedzy o kondycji urządzeń. Dobrego stanu technicznego nie można osiągnąć bez działań profilaktycznych, w tym diagnostyki.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej, Warszawa, 3 stycznia 2018 r., Poz. 9, Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy.
- [2] Mordalski W., *Diagnostyka a dyspozycyjność jednostek ciepłowniczych w dobie zmian sektora energetycznego*. XXV Sympozjum „Diagnostyka urządzeń energetycznych i instalacji przemysłowych”, Bystra, 4-6 października 2023.
- [3] Siedlecki S., Mordalski W., *Podejście do utrzymania majątku w ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA metodą na sukces na Rynku Mocy*, „Energetyka” 2018, nr 12.
- [4] Siedlecki S., Mordalski W., *Doświadczenia ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA z pracą regulacyjną zmodernizowanych bloków 200 MW*, „Energetyka” 2017, nr 12.

XXV Sympozjum DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków i urządzeń energetycznych w okresie transformacji polskiej elektroenergetyki (II)

W dniach 4-6 października 2023 r. w Bystrej odbyło się zorganizowane przez *Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o.* jubileuszowe, **XXV Sympozjum DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH**, którego tematem przewodnim w tym roku było **Bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków i urządzeń energetycznych w okresie transformacji polskiej elektroenergetyki (II)**.

Patronat Honorowy nad Sympozjum sprawowały tradycyjnie Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrycy oraz Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska. Po raz pierwszy patronat honorowy nad wydarzeniem objął Prezydent Miasta Katowice Marcin Krupa.

Partnerami merytorycznymi zostali: *vgbe*, *TAURON Ciepło sp. z o.o.*, *TAURON Wytwarzanie SA*, *Veolia Energia Poznań SA* oraz *ENEA Elektrownia Połaniec SA*.

Wszystkie najważniejsze czasopisma branżowe objęły Sympozjum patronatem medialnym, a były to: *Energetyka*, *Śląskie Wiadomości Elektryczne*, *Dozór Techniczny*, *Nowa Energia*, *Energetyka Ciepłota i Zawodowa* oraz portal *kierunekenergetyka.pl*. W tym roku po raz pierwszy patronatem medialnym objął Sympozjum również miesięcznik *Ochrona przed Korozją*.

Podczas trzech dni odbyło się 7 sesji, w ramach których wygłoszonych zostało 20 referatów. W Sympozjum wzięło udział ponad 100 przedstawicieli wszystkich grup energetycznych, firm remontowych i diagnostycznych oraz innych firm i instytucji związanych z energetyką.

Sesje poprowadzili Waldemar Szulc – dyrektor Biura w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrycy, dr hab. inż. Rafał Kobytecki z Politechniki Częstochowskiej, Krzysztof Brunné – prokurent i zastępca dyrektora ds. technicznych, *Pro Novum sp. z o.o.*, Paweł Gawron – główny specjalista ds. chemii energetycznej, *Pro Novum sp. z o.o.* oraz Sławomir Rajca – prokurent i głównym specjalista ds. badań i serwisu turbin, *Pro Novum sp. z o.o.*

Otwarcia Sympozjum dokonała Ewa Trzeszczyńska – prokurent i zastępca dyrektora ds. administracyjnych i finansowych w *Pro Novum sp. z o.o.*, która przedstawiła partnerów Sympozjum, jego tematykę i program. Następnie powitalne adresy do uczestników skierowali członkowie Komitetu Honorowego i przedstawiciele partnerów Sympozjum, którzy podkreślali rolę Sympozjów *Pro Novum* dla branży i znaczenie technicznych inżynierskich dyskusji w obecnej sytuacji polskiej elektroenergetyki.





Jerzy Trzeszczyński, Pro Novum sp. z o.o.



Waldemar Szulc, Towarzystwo
Gospodarcze Polskie Elektrownie



Jerzy Kuciński, TAURON Ciepło sp. z o.o.



Michał Piecha, TAURON Wytwarzanie SA



Jerzy Rażny, Veolia Energia Poznań SA



Bogdan Pilch, Izba Gospodarcza Energetyki
i Ochrony Środowiska

Symposium towarzyszyło dyskusja o aktualnym stanie i przyszłości polskiej energetyki pod tytułem WYKORZYSTANIE BLOKÓW KLASY 200 MW PODCZAS TRANSFORMACJI POLSKIEGO SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO, którą poprowadził Waldemar Szulc (TGPE), a w której udział wzięli: Jerzy Kuciński (TAURON Ciepło sp. z o.o.), Mariusz Damasiewicz (ENEA Elektrownia Połaniec SA), Jerzy Rażny (Veolia Energia Poznań SA), Michał Piecha (TAURON Wytwarzanie SA), Stanisław Tokarski (Centrum Energetyki AGH), Kazimierz Ruszniak (Energoremont sp. z o.o.), Bogdan Pilch (Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska) i Jerzy Trzeszczyński (Pro Novum sp. z o.o.).

Identyczna jak w ubiegłym roku tematyka Symposium okazała się aktualna także podczas jego tegorocznej edycji. Niestety zagrożenia dla takiej transformacji energetyki, która byłaby korzystna dla naszej gospodarki i polskich obywateli kolejny raz wzrosły. Nadal nie wiemy ilu i których bloków oraz na jak długo potrzebuje Operator, a także nie wiemy jakich usług, zwłaszcza stabilizujących system elektroenergetyczny, potrzebuje? Czy i w jaki sposób zamierza za nie płać? Bez tej wiedzy trudno zdecydować czy bloki należy modernizować, czy wystarczy je tylko odpowiednio dostosować. Rok temu mieliśmy nadzieję, że zaprezentowany przez prezesa Jerzego Trzeszczyńskiego Projekt Bloki 2025+ może stanowić podstawę strategii dalszej eksploatacji bloków 200 MW, której tak bardzo brakuje. Zwłaszcza, że podczas konsultacji zebrał sporo pozytywnych opinii. Projekt nie został jednak wdrożony, chociaż alternatywnego dotąd nie zaprezentowano. Powstają kolejne wersje Projektu, aktualnie trwają prace nad piątą jego wersją.

Dla energetyki, nie tylko polskiej, wyzwaniem stały się kolejne zagrożenia o charakterze wojennym. Coraz częściej pojawiają się informacje, że w polityce klimatycznej Unii Europejskiej identyfikowane są problemy o charakterze technologicznym i finansowym. To ważne sygnały zwłaszcza dla systemów elektroenergetycznych tych krajów, które podobnie jak polski są historycznie i nadal uzależnione od spalania węgla. Dyskusja ile bloków, zwłaszcza klasy 200 MW, należałoby wyłączyć w najbliższym czasie wydaje się bezprzedmiotowa. Wszystkie powinny pracować lub pozostawać w strategicznej rezerwie tak długo, aż nie powstaną sprawdzone, odnawialne, nisko- i bezemisyjne technologie generacji energii elektrycznej wspierane przez magazyny energii o liczącej się pojemności. Do takiej sytuacji jednak daleko.



Deбата, od lewej: Jerzy Kuciński (TAURON Ciepło sp. z o.o.), Mariusz Damasiewicz (ENEA Elektrownia Połaniec SA), Jerzy Rażny (Veolia Energia Poznań SA), Michał Piecha (TAURON Wytwarzanie SA), Stanisław Tokarski (Centrum Energetyki AGH), Kazimierz Ruszniak (Energoremont sp. z o.o.), Jerzy Trzeszczyński (Pro Novum sp. z o.o.), Bogdan Pilch (Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska)



Mariusz Sarałowicz, OZW SEP



Przekazanie Rekomendacji SEP, od lewej: Mariusz Sarałowicz (OZW SEP), Jerzy Trzeczcyński (Pro Novum sp. z o.o.), Jerzy Barglik (OZW SEP)



Jerzy Trzeczcyński (Pro Novum sp. z o.o.) i Kazimierz Ruszniaik (Energoremont sp. z o.o.)

Podczas Sympozjum zaprezentowano wiele interesujących referatów, w tym takich, które dotyczyły nowych metod badawczych i pomiarowych oraz zaawansowanych technicznie systemów diagnostycznych działających w zdalnym trybie. W kilku referatach wykazano, że modelowanie konstrukcji pozwala na dużo dokładniejszą, niż metody analityczne, analizę naprężeń, co oznacza, że dokładniej niż te ostatnie pozwala identyfikować zapasy trwałości oraz bezpieczniejsz niż dotąd można je wykorzystać do przedłużania eksploatacji i dostosowania bloków do bardziej wymagających reżimów eksploatacji. Wspólny referat ENEA Elektrownia Połaniec oraz Pro Novum o tym jak modernizować bloki klasy 200 MW, aby zapewnić szybki i bezpieczny wzrost udziału OZE w polskim systemie elektroenergetycznym, może najlepiej wyrażać sens tegorocznego Sympozjum.

W tegorocznej edycji Sympozjum ponownie nie zabrakło uczestników i prelegentów z zagranicy, którzy swoje wystąpienia zaprezentowali w języku angielskim. Byli to przedstawiciele firmy *vgbe*, Pan Christian Stolzenberger, który zaprezentował wystąpienie na temat „Elastycznej pracy elektrowni” oraz przedstawicielka firmy *TesTex Inc.* Pani Julie Batigne, która wygłosiła referat pod tytułem „Zastosowanie techniki BFET do wykrywania pęknięć wywołanych przez korozję naprężeniową”. Dodatkowo firma *TesTex Inc.* podczas Sympozjum prezentowała swoją ofertę na stoisku w foyer hotelu. Interesujący referat nt. elastycznej pracy turbin parowych wygłosił przedstawiciel *GE Power Sp. z o.o.* Pan Mariusz Banaszkiwicz.



Stoisko firmy TesTex Inc.

Sympozjum *Pro Novum* po raz kolejny pokazało, że w branży energetycznej istnieje potrzeba wszechstronnej dyskusji na tematy techniczne i wymiany doświadczeń towarzyszących transformacji energetyki także w międzynarodowym wymiarze.

Zdjęcia: Mariusz Kurpierz

