



DR INŻ. JERZY TRZESZCZYŃSKI  
PREZES ZARZĄDU PRO NOVUM SP. Z O.O.

## Aktualny stan techniczny oraz możliwości dalszej eksploatacji konwencjonalnych źródeł wytwórczych

**Streszczenie:** Artykuł omawia aktualną sytuację elektroenergetyki w kontekście zagrożeń, jakie niesie dylemat: czysta czy tania energia. Zmodernizowane bloki węglowe, zwłaszcza o mocy 200MW i 360MW to obecnie najtańsze i najbardziej elastyczne źródła energii stanowiące znaczącą część KSE. Przedłużanie ich eksploatacji powinno odbywać się w oparciu o odpowiednie standardy techniczne, a budowie nowych jednostek powinny towarzyszyć zabiegi pozwalające na polonizację know-how. Bezpieczeństwo energetyczne dzisiaj wymaga nieustannej refleksji, być może redefinicji. Kompetencje techniczne w zakresie utrzymania stanu technicznego urządzeń to ważny obszar bezpieczeństwa zwłaszcza nowych, dużych bloków budowanych w pojedynczych egzemplarzach, z dużym udziałem prototypowych rozwiązań.

## PRESENT TECHNICAL CONDITION AND POSSIBILITIES OF FURTHER OPERATION OF FOSSIL POWER PLANTS

**Summary:** The article discusses present situation of power sector in the context of risks connected with the dilemma: clean or cheap energy. Modernized coal fired power units, especially those of 200 MW and 360 MW are at the moment the cheapest and most flexible energy sources which are a substantial part of National Power System (KSE). Extending their service period shall be based on proper technical standards and building new power units should be accompanied by activities enabling polonization of know-how. Energy safety needs permanent reflection or maybe even re-definition today. Technical competences in scope of maintenance are an important area of safety, especially when it comes to new, big power units built singly with a significant share of prototype solutions.

*Zanim jaśniejące Słońce zniszczy życie na Ziemi za 2 mld lat, nastąpi kolejna epoka lodowcowa poprzedzona globalnym ociepleniem, spowodowanym rosnącą emisją CO<sub>2</sub>.*

*Na podstawie Scientific American*

*W czasach, kiedy spędzamy całe dnie, rozmawiając o zatrudnieniu, musimy mieć pewność, że dążąc do ochrony środowiska, nie szkodzimy własnej bazie przemysłowej.*

*Angela Merkel*

### Wprowadzenie

Wiedza to rezultat zaawansowanej predyspozycji człowieka, źródło, zarówno, jego cywilizacyjnych sukcesów jak również świadomości coraz większej liczby zagrożeń. Na te największe w skali kosmosu i naszego globu nie będziemy mieli realnego wpływu w dającej się przewidzieć przyszłości. Pomimo tego, niektóre państwa europejskie prawie przekonały opinię publiczną, że tzw. globalnemu ociepleniu możemy skutecznie się przeciwstawić. Postanowiono kosztem teraźniejszości wygrać przyszłość. Tańsze źródła energii zamierza się zastąpić, często wielokrotnie, droższymi. Ekonomię, a w niektórych przypadkach, także zdrowy rozsądek podporządkowano wizji, która osiągnęła prawie religijny wymiar. Oznacza to, że oprócz politycznych, prawnych i ekonomicznych nacisków sięga się także po presję „moralną”. Dla Polski może to oznaczać wymuszenie zgody na samobójcze rozwiązania w obszarze polityki energetycznej, i surowcowej a w efekcie także

i gospodarczej. Energetyka polska może w największym stopniu doświadczyć negatywnych skutków polityki klimatycznej, tym bardziej, że naszej 25-cio letniej transformacji systemowej nie towarzyszy racjonalna wizja zasługująca na miano strategii energetycznej. W ostatnim czasie nawet polityka energetyczna nie nadąża za szybko postępującymi zmianami.

### Aktualna sytuacja elektroenergetyki

Prawo Unii Europejskiej, polityka klimatyczna oraz przygotowywana integracja rynku energii w największym stopniu wpływają na sytuację krajowej elektroenergetyki a zwłaszcza sektora wytwarzania. Negatywnie wpływają wieloletnie zaniedbania w górnictwie węgla kamiennego oraz źle dostosowana do wielkości KSE struktura branży, którą tworzy zbyt duża liczba podmiotów. Jesteśmy ósmą gospodarką Unii Europejskiej a wśród 15-tu największych koncernów energetycznych w Europie nie ma żadnej polskiej grupy energetycznej. Utrudnia to realizację polityki energetycznej a zwłaszcza modernizację sektora wytwarzania. Sytuację pogarsza światowy kryzys gospodarczy, którego skutkiem są niskie ceny energii oraz w niewielkim stopniu rosnące na nią zapotrzebowanie. Najbardziej destrukcyjna dla sektora wytwarzania jest jednak polityka klimatyczna Unii Europejskiej. „zeroemisyjna” polityka Unii Europejskiej oznacza konieczność drastycznej przebudowy KSE w zakresie źródeł wytworzenia energii oraz sieci przesyłowych, co w efekcie oznacza olbrzymie

nakłady inwestycyjne, które muszą przełożyć się na ceny energii, może także na pogorszenie kondycji finansowej koncernów energetycznych.

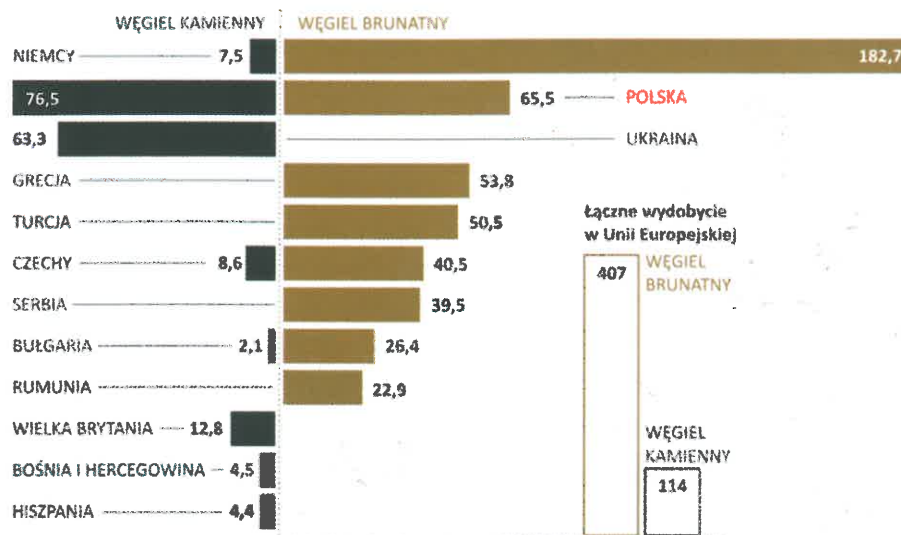
### Czysta czy tania energia?

Węgiel kamienny i brunatny to obecnie najtańsze źródła energii. Ok. 75% naszych obywateli jest gotowych poprzeć politykę Polski zmierzającą do redukcji emisji gazów cieplarnianych. Jednocześnie prawie wszyscy liczą, że w najbliższych latach ceny energii (z tego powodu) nie ulegną zmianie. Policzone już nawet, że z powodu globalnego ocieplenia Polska, w latach 2011-2020, straci 86 mld zł, a w trzeciej (!) dekadzie tego wieku aż 120 mld zł. Nie do końca jest jasne, czy poniesienie gigantycznych nakładów przez naszą energetykę na redukcję gazów cieplarnianych (oraz innych zanieczyszczeń, np. rtęci) to część wyliczonych strat? Wpływ naszej, nawet „zero-emisyjnej” energetyki i to już od 2020 roku (ze względu na jej udział w globalnej emisji) jest bliski zera, w granicach błędu obliczeniowego. Nawet gdyby to zrobili nasi sąsiedzi z Europy (rys.1) wpływ na zmniejszenie globalnego ocieplenia byłby znikomy. UE partycypuje w niewielkim procencie światowych emisji, Polska w nieistotnie małej. Co w takim razie robić? Ograniczać emisję w rozsądnych granicach, pamiętając o tym, że na pierwszym miejscu jest

jej cena oraz bezpieczeństwo dostaw paliwa. Tak postępują wszyscy dla których kondycja gospodarki i poziom zatrudnienia mają najwyższe priorytety.

### Ile kosztuje energia elektryczna?

Żyjemy w świecie, w którym najważniejsze kategorie ekonomiczne są uwarunkowane politycznie i/lub kształtowane przez „rynki finansowe”. W energetyce od dawna trudno określić ile kosztuje energia. Rozwinięty system dopłat, ulg, certyfikatów, bonusów, etc sprawił, że często „najtaniej” kosztuje to co ma największe wsparcie w imię wyższych i/lub mocniejszych racji. Dopłaca się także do paliw kopalnych i to nie tylko w Polsce (robią to np. wszystkie państwa grupy G20 wspomagając wydobycie paliw kopalnych; rocznie na ten cel USA przeznacza ok. 5 mld dol, Australia 3 mld dolarów, Wielka Brytania 1,2 mld). Nie przeszkadza to jednak aby oficjalnie głosić, że energia w USA jest tańsza 3 razy niż w UE a np. w Polsce jest droższa niż w Niemczech. Dopłaty i ulgi oraz ustalanie cen (np. na gaz) wg kryteriów politycznych zdeformowały tak bardzo ekonomię, że niekiedy mamy do czynienia z ewidentnym absurdem, np. bloki realizujące w kogeneracji najbardziej efektywną przemianę energii chemicznej w ciepłą nie są w stanie wykazać się rentownością bez dopłat w postaci certyfikatów (żółtych i czerwonych).



Rys. 1. Wydobycie węgla kamiennego i brunatnego w 2013 roku.

### Konwencjonalne źródła energii elektrycznej i ciepłej – główne problemy

Największe znaczenie dla KSE, w perspektywie do 2030 roku, mieć będą bloki konwencjonalne o mocy powyżej 100MW. Nie wymagają dotacji. Zagrożeniem dla nich jest polityka klimatyczna UE i przeregulowany „system” ekonomiczny. Nawet długo eksploatowane bloki konwencjonalne mogą, po modernizacji, spełnić wymagania dyrektywy IED 2010/75/EU w zakresie limitów emisji obowiązujących od 2016 roku. Kolejne wymagania w zakresie redukcji emisji oraz dot. efektywności produkcji praktycznie eliminują te bloki z rynku energii.

Prawie synchronicznie, do w/w problemów, w polskiej energetyce przebiega jeszcze jeden proces, którego skutki mogą być groźne nie tylko dla sektora wytwarzania. Zmiany organizacyjne sprawiają, że kompetencje techniczne ulegają stopniowej erozji. Wiedzy i doświadczeń technicznych ciągle ubywa, a te które jeszcze są przemieszcza się poza grupy energetyczne, także do międzynarodowych serwisów, często powiązanych z dostawcami urządzeń. Oczekuje się szybkich ekonomicznych korzyści. Można wątpić czy da się to potwierdzić w dłuższym horyzoncie czasowym.

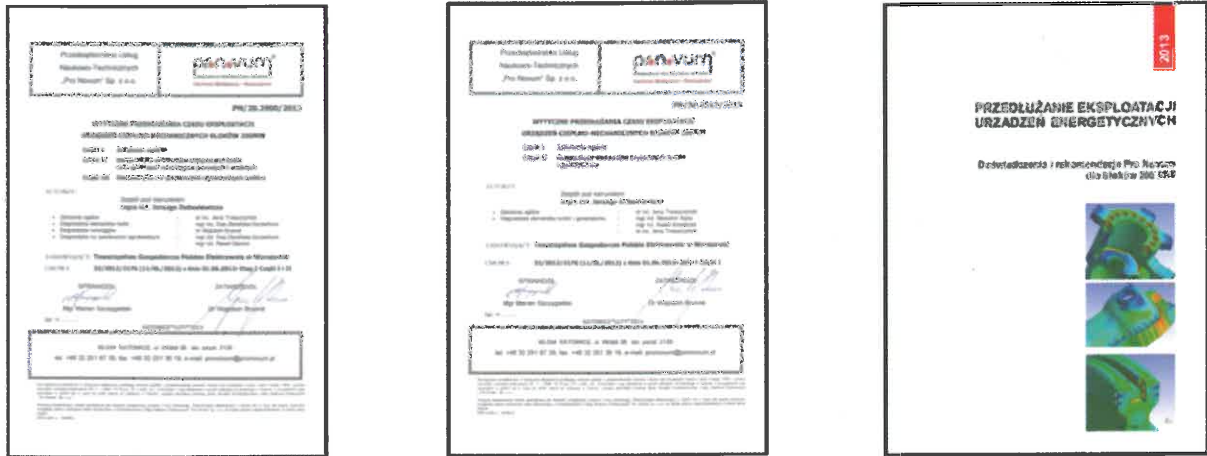
Znaczna część „starych” bloków energetycznych przekroczyła 30 lat pracy, ale nawet najstarsze z nich można eksploatować bezpiecznie znacznie dłużej, ponad ich

trwałość projektową. Modernizacja w perspektywie pracy do 2030 roku jest szansą na dysponowanie tanimi źródłami energii. Pod warunkiem jednak, że modernizacje wykona się prawidłowo, uwzględniając indywidualną kondycję techniczną poszczególnych urządzeń bloków a nawet ich elementów. Ostatnia faza ich modernizacji rozpoczęła się w 2011 roku. Niestety nie opracowano dotąd powszechnie obowiązujących standardów technicznych oceny stanu urządzeń, modernizacji oraz utrzymania technicznego w okresie przedłużonej eksploatacji. Projekt takich stan-

dardów, rys. 2. [1,5-6] został opracowany dwa lata temu. Od dwóch lat czeka na decyzję o kontynuacji.

W Polsce już nie projektuje się i nie wykonuje podstawowych urządzeń energetycznych.

Coraz trudniej jest zbudować nowy blok energetyczny przy znaczącym udziale polskich firm. Część serwisu w zakresie utrzymania technicznego urządzeń wykonują firmy zagraniczne – na nowych blokach, jeśli zostaną zbudowane, ten proces ulegnie przyspieszeniu.



Rys. 2. Projekt „Wytycznych przedłużania eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200MW” [5,6].

**Źródła konwencjonalne o mocy powyżej 100 MW – potencjał wytwórczy**

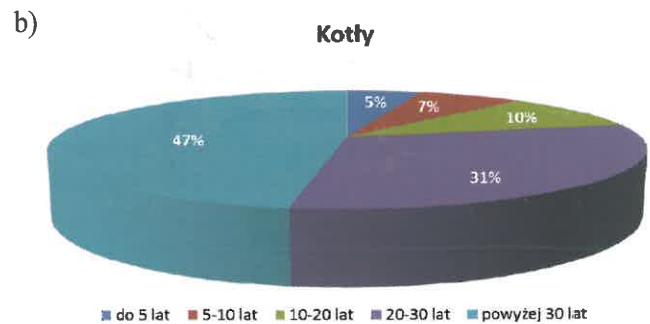
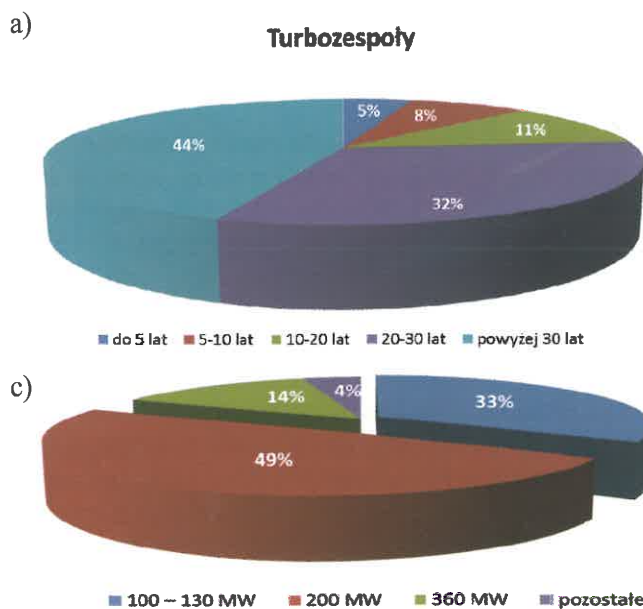
Konwencjonalne źródła energii w KSE, aktualnie zapewniają ponad 90 % produkcji energii elektrycznej i ciepła. Paliwem dla nich jest węgiel kamienny i brunatny oraz w prawie 3%-ach gaz.

Wśród bloków długo-eksploatowanych szczególną rolę dla KSE, w perspektywie do 2030 roku, mogą odgrywać:

**Bloki 200 MW**– których w KSE jest najwięcej oraz których modernizacje i utrzymanie stanu technicznego jest najtańsze (jeśli nie uwzględnić certyfikatów i dopłat),

**Bloki 360 MW**– które mogą pracować dłużej niż bloki 200MW,

**Bloki 120 MW**– z których część, do 2020 r. może uczestniczyć w rynku mocy, stanowiąc zimną rezerwę. Bloki te, jeśli ich modernizacje zostały wykonane prawidłowo,



d)

KURZWA ENERGETYCZNA	MOCY BLOKÓW ENERGETYCZNYCH							
	100 MW	120 MW	130 MW	200 MW	360 MW	500 MW	550 MW	630 MW
CEP Polska Sp. z o.o.	6	-	-	-	-	-	-	-
ENEA Polska SA	3	-	-	-	-	-	-	-
KEP Polska	2	4	-	8	-	-	-	-
ENEA S.A.	-	-	-	8	-	-	2	-
ENEA SA	-	-	-	3	-	-	-	-
GEF SIEZ Energia Polska S.A.	-	-	-	2	-	-	-	-
PURCO TERMIA SA	2	1	-	-	-	-	-	-
TARICOM Wytwórnia S.A.	1	9	2	10	-	-	5	-
Enspol Elektroenergetyczny Zakład Energetyczny SA	-	6	-	6	-	-	1	-
PEK Elektroenergetyczny Zakład Energetyczny S.A.	-	-	-	12	16	-	-	1

Rys.3. Potencjał wytwórczy w zakresie źródeł konwencjonalnych: a) i b) czas eksploatacji głównych urządzeń bloków energetycznych; c) i d) liczba i udział bloków różnych typów w KSE, w tym najpopularniejszych bloków o mocy 100MW – 360MW.

zwłaszcza w branży ciepłno-mechanicznej, mogą bardzo dobrze pełnić swoją rolę w regulacyjnej części KSE.

Z uwagi na niskie koszty utrzymania technicznego, ich moc: 100MW – 360MW oraz stopień zużycia technicznego, zwłaszcza urządzeń pomocniczych i infrastruktury, bloki te są szczególnie predystynowane do pracy regulacyjnej. Praca w regulacji (rys.5) prowadzi do przyspieszonego zużycia oraz redukcji sprawności. Duże bloki narażone są na większą utratę trwałości i większe straty produkcyjne. Największe bloki o mocy ponad 400 MW pracować powinny w sposób ciągły.

W KSE jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) stanowią prawie 60% mocy, wśród nich bloki o mocy 200 MW mają ponad 40%-owy udział.

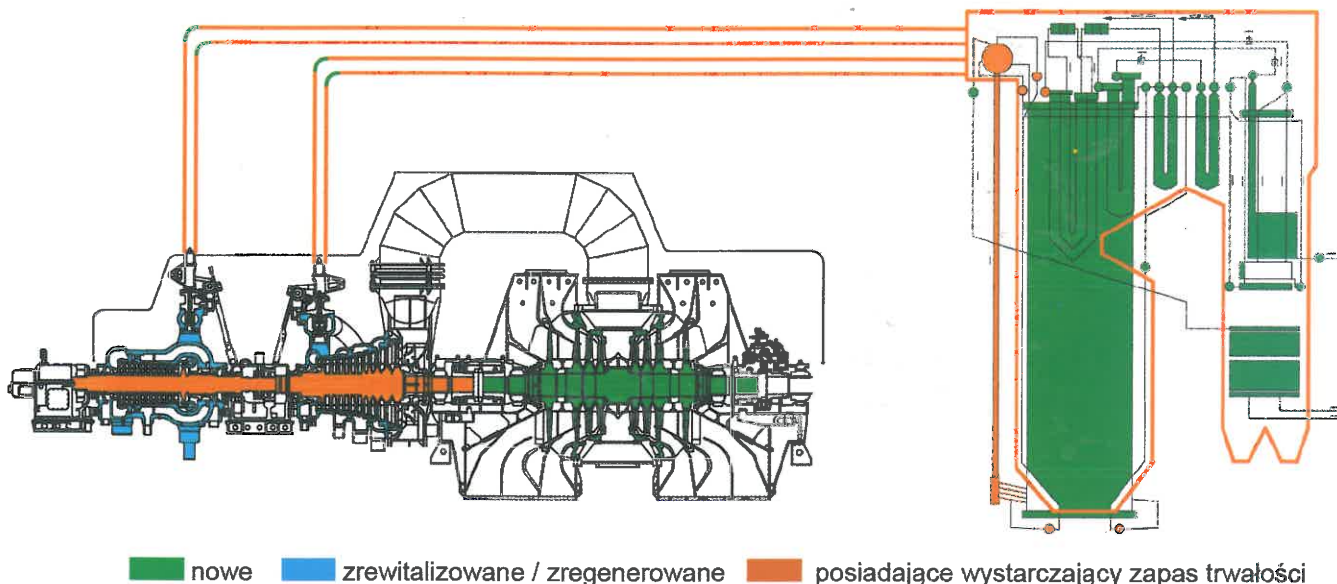
#### Stan techniczny istniejących jednostek wytwórczych

Stan techniczny długo eksploatowanych urządzeń zależy od historii eksploatacji oraz od historii i poziomu remontów planowych. Stan techniczny po remoncie modernizacyjno-odtworzeniowym (retrofitcie) będzie zależał od tego na ile rozpoznano aktualny stan techniczny i wykonano remont/modernizacje adekwatnie do tego stanu. Najlepszym testem jest (będzie) dyspozycyjność, w tym rodzaj uszkodzeń identyfikowanych w trybie awaryjnym. Warunki „testów” będą (już są) niezwykle wymagające bo bloki JWCD pra-

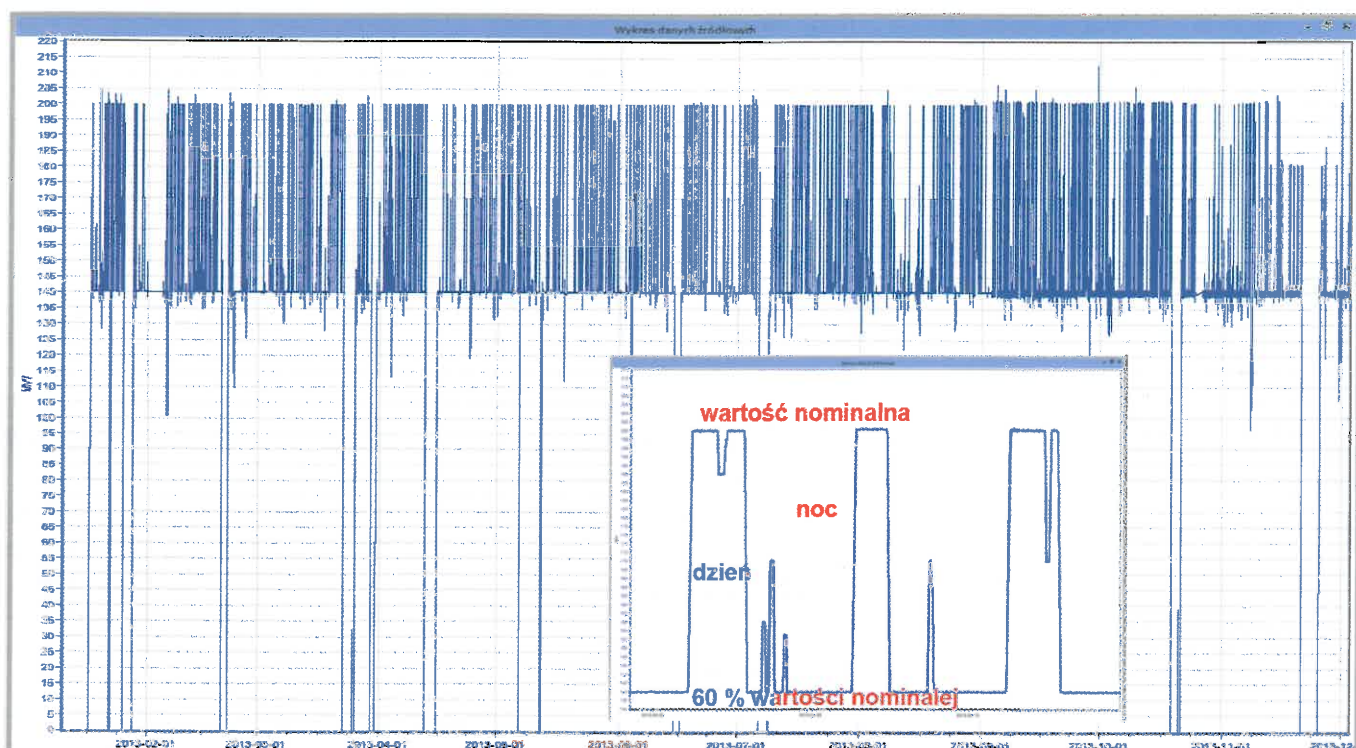
cują w regulacji od dłuższego czasu (rys.5) a jak by tego było mało rozważa się ich pracę przy znacznie obniżonym minimum produkcyjnym.

Aby uniknąć niektórych błędów zwłaszcza na etapie oceny stanu technicznego głównych urządzeń bloku pomocne byłyby wytyczne/rekomendacje dla których sporządzenia istnieją w energetyce polskiej dobre warunki, na które składa się wieloletnie doświadczenia i wiedza. Niestety dotąd nie udało się ich wykonać, istnieje jednak projekt, rys.2 [5-6], który ma szansę na realizację w najbliższym czasie. Sprawa nie przestała być aktualna, bo nie wszystkie modernizacje zostały już zakończone a „przedłużanie eksploatacji” [1-4] to proces tak długi jak eksploatacja zmodernizowanych bloków (200MW i 360 MW).

Dla dużej części bloków 200 MW a zwłaszcza 360 MW nazwa „stary” jest zupełnie nieadekwatna, chyba, że ma się na myśli nr stacyjny a nie urządzenie. Wynika to z tego, że znaczna część ich elementów krytycznych została wymieniona lub zrewitalizowana (rys.4). Większą część powierzchni ogrzewalnych także wymieniono. Część kotłów pracuje pod stałym nadzorem diagnostycznym, którego nie powstydzilyby się nowo budowane bloki. Nazwa „długo eksploatowany” lepiej niż „stary” oddaje ich aktualny stan techniczny.



Rys.4. Zakres wymian i rewitalizacji w bloku 200 MW jako rezultat wcześniejszych modernizacji oraz remontów kapitalnych.



Rys.5. Typowy wykres mocy bloku pracującego w regulacji – dobowe podjazdy i zjazdy mocy.

### Technologie wydłużające trwałość oraz przedłużające czas eksploatacji

Bloki wybudowane do końca lat siedemdziesiątych (200 MW & 120 MW) mają konstrukcję pozwalającą przedłużyć trwałość ich głównych elementów przy pomocy regeneracji i rewitalizacji, których koszty nie przekraczają 30% ceny nowych elementów. W krajach Unii Europejskiej, w których dominuje polityka dostawców urządzeń wykonuje się wyłącznie retrofity powiązane nie tylko z wymianą elementów ale także całych urządzeń.

Długo eksploatowane bloki o mocy powyżej 200 MW modernizuje się od 2011 roku w celu przedłużenia ich czasu eksploatacji oraz dostosowania do Dyrektywy IED 2010/75/EU. Prace te powinny zostać zakończone do końca 2016 roku.

Przedłużenie czasu pracy długo eksploatowanego bloku można zrobić w trybie:

- remontu modernizacyjno-odtworzeniowego,
- retrofitu.

W obydwu przypadkach należy, minimum:

- wykonać kompleksową ocenę stanu technicznego,
- przedłużyć trwałość elementów najbardziej wyczerpanych lub je wymienić,
- wykonać prace pozwalające na redukcję emisji (pył, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>) do poziomu wymaganego przez dyrektywę IED 2010/75/EU.

W przypadku retrofitu dąży się przede wszystkim do podwyższenia sprawności – poprawa sprawności bloku wiąże się jednak z podwyższeniem parametrów pracy a to wiąże się, co najmniej, z wymianą całej części ciśnieniowej bloku oraz układu przepływowego WP, SP i NP turbiny.

Sprawność wewnętrzną turbin, w części WP i SP, można podwyższyć bez wymiany elementów, np. modernizując uszczelnienia.

W obydwu przypadkach można wydłużyć czas pracy bloków do ok. 2030 roku. Z technicznego punktu widzenia rzeczywisty limit czasu pracy będzie zależał od:

- poprawnego wykonania modernizacji (retrofitu),
- warunków pracy (zwłaszcza stopnia regulacyjności bloku),
- poziomu technicznego w zakresie bieżącego utrzymania technicznego,
- standardów technicznych regulujących ocenę stanu urządzeń – jeśli o stanie technicznym będą wypowiedziały się serwisy związane z dostawcami to ekonomicznie uzasadniona eksploatacja tych urządzeń może trwać krócej niż się zakłada.

### Konwencjonalne źródła energii elektrycznej i ciepłej – główne atuty oraz ryzyka

Zagrożeniem dla dalszej obecności w KSE zmodernizowanych bloków długo eksploatowanych jest zarówno rosnąca moc z OZE zwłaszcza wiatrowych jak również budowane nowe bloki węglowe oraz gazowe, zwłaszcza, że zapotrzebowanie na moc niewiele rośnie a w przypadku stworzenia Europejskiego Rynku Energii i zwiększenia możliwości importu energii nasza energia może okazać się „droższa”.

Zmodernizowane bloki o mocy 100MW – 360MW mają jednak swoje atuty, które w przypadku racjonalnych scenariuszy przyszłości KSE dawałyby im dającą się zauważyć przewagę nad pozostałymi źródłami zarówno OZE jak i konwencjonalnymi. Od pierwszych mogą być tańsze od drugich bardziej elastyczne. Atut sprawności dużych,

nadkrytycznych jednostek występuje wyraźnie przy pracy podstawowej. Przy pracy regulacyjnej sprawność ich może być niewiele większa od bloków 360 MW i 200MW a redukcja trwałości (w efekcie obniżenie dyspozycyjności oraz wzrost kosztów utrzymania) może być większa.

### **Budowa nowych źródeł konwencjonalnych – jak najlepiej wykorzystać boom inwestycyjny**

Budowanie nowych bloków energetycznych to dla jednych spory koszt, na ogół pokrywany z kredytu, dla innych biznes zarówno na etapie projektowania, dostaw, budowy a także podczas utrzymania stanu technicznego. Ten ostatni segment biznesu może okazać się porównywalny z budową bloku. To nie teoria, to praktyka: długoterminowe serwisy fabryczne (LTS) to stała praktyka przy budowie bloków gazowo-parowych i znacznej części bloków parowych, zwłaszcza w obszarze maszynowni oraz AKPiA i IT. Dużym kontraktem, nie tylko w energetyce powinna towarzyszyć polonizacja *know-how*. Czas pokaże, kto naprawdę zrobił biznes a kto głównie poniósł nakłady. Uwzględniając fakt, że budowane bloki to pojedyncze (w Polsce) realizacje stwarza ogromne problemy (bariery) dla polonizacji *know-how*. To, że wyposażono je w wiele prototypowych rozwiązań będzie stanowiło spore wyzwanie dla ich niezawodności i dyspozycyjności, w efekcie dla kosztów eksploatacji.

### **Podsumowanie i wnioski**

- Źródła konwencjonalne energii elektrycznej i ciepłej pozostaną co najmniej do 2030 roku podstawą Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Tak długo jak nie zostanie rozwiązany problem magazynowania energii generowanej przez OZE nie sposób wyobrazić sobie, nie tylko KSE ale także Europejski System Elektroenergetyczny (jeśli powstanie) bez istotnego udziału energii generowanej ze spalania węgla i gazu.
- W okresie do ok. 2030 roku oprócz nowych bloków spalających węgiel i gaz, w KSE pozostaną zmodernizowane bloki 200MW i 360MW. Mogą być w tym czasie źródłem nie tylko najtańszej energii ale także dobrze dostosowanymi do regulacyjnych potrzeb PSE oraz ESE (jeśli powstanie). Regulacyjne funkcje, bloki 200MW i 360 MW (także 120MW) mogą pełnić znacznie lepiej (niższym kosztem) niż nowo budowane bloki węglowe o mocy powyżej 400MW oraz duże bloki gazowo-parowe (ze względu na niedostatecznie rozwiniętą infrastrukturę gazową oraz wysokie ceny gazu).
- Przedłużanie eksploatacji konwencjonalnych bloków długo eksploatowanych jak i budowa nowych jest rozsądną strategią dla energetyki w Polsce. Budowa nowych bloków wydaje się spóźniona, refleksji wymaga ich przydatność (zwłaszcza dużych) do elastycznej pracy w KSE

- Techniczne aspekty modernizacji KSE mają zbyt małą rangę. Nie widać strategii w zakresie polonizacji *know-how* towarzyszącego budowie nowych bloków, a zwłaszcza w obszarze utrzymania ich stanu technicznego
- Istotnym problemem, nie tylko z technicznego punktu widzenia, jest jakość przeprowadzanych modernizacji, wykonywanych wg indywidualnych scenariuszy bez wsparcia jednolitych standardów technicznych. Zaczyna brakować dobrze zorganizowanej wymiany specjalistycznych doświadczeń, bez których wiedza w energetyce nie może zapewnić wszystkich korzyści. Standardy techniczne powinny wspierać także utrzymanie stanu technicznego w okresie przedłużonej eksploatacji, zwłaszcza bloków pracujących w intensywnej regulacji.
- Pojęcie „bezpieczeństwo energetyczne” należałoby doprecyzować uwzględniając:
  - nie tylko kierunek dostaw ale przede wszystkim źródła pochodzenia paliw,
  - cenę energii elektrycznej, nie tylko aktualną i w najbliższej perspektywie,
  - regulacyjne potrzeby i możliwości KSE oraz Europejskiego Systemu Elektroenergetycznego,
  - kolejne, bardzo restrykcyjne wymagania dot. emisji,
  - kompetencje polskich firm i instytucji w zakresie utrzymania stanu technicznego, zwłaszcza nowych bloków energetycznych.

### **Literatura**

- [1] Trzszczyński J.: Eksploatacja urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej - Rekomendacje i doświadczenia Pro Novum. Nowa Energia 1/2014.
- [2] Trzszczyński J.: DESIGNED IN CHINA ASSAMBLED IN POLAND? Przegląd Energetyczny 1/2014.
- [3] Trzszczyński J.: O poszukiwaniu optymalnego modelu zarządzania utrzymaniem stanu technicznego nowych i zmodernizowanych bloków energetycznych. Biuletyn Pro Novum Nr 2/2014 Energetyka. Grudzień Nr 12/2014.
- [4] Trzszczyński J., Murzynowski W.: Zapewnienie bezpieczeństwa technicznego zmodernizowanych bloków 200 MW – podejście Pro Novum na etapie modernizacji i eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych. Biuletyn Pro Novum Nr 2/2014 Energetyka. Grudzień Nr 12/2014.
- [5] PN/20.2900/2013 – Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno- mechanicznych bloków 200MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych. Część III. Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych kotłów. Katowice. Luty 2013.
- [6] PN/30.2910/2013 – Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno- mechanicznych bloków 200MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów. Katowice. Luty 2013.