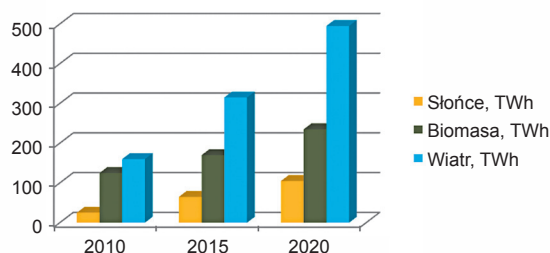


Zaawansowane technologicznie bloki energetyczne – Nowe wyzwania²⁾

Technologically advanced power units – New challenges

Postępująca szybko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej w Europie (i w Polsce), w szczególności rosnący udział odnawialnych źródeł energii, w tym zwłaszcza elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych (rys.1), wymusi podjęcie dodatkowych zadań przez konwencjonalne elektrownie ciepłone, tym bardziej że wciąż odległe jest zasobnictwo energii elektrycznej na dużą skalę.



Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej ze słońca, biomasy i wiatru w Unii Europejskiej (UE-27) w latach 2010-2020

Ostatnie 30 lat rozwoju konwencjonalnych bloków energetycznych, opalanych paliwami organicznymi, znaczone było wzrostem mocy jednostek (efekt skali) oraz coraz wyższymi parametrami początkowymi: do 600-620°C na wlocie do turbiny parowej w elektrowniach węglowych oraz do 1500°C na wlocie do turbiny gazowej w elektrowniach gazowo-parowych, co wynikało z dążenia do uzyskania jak najwyższej sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej. Zwiększenie sprawności przetwarzania energii chemicznej paliw organicznych jest bowiem podstawowym działaniem ograniczającym emisję CO₂. Wiąże się ono także z ochroną zasobów paliw pierwotnych, ograniczeniem obciążenia środowiska ciepłem odpadowym oraz innymi substancjami emitowanymi przez elektrownie.

¹⁾ prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik, maciej.pawlik@p.lodz.pl

²⁾ Przedstawione w pracy wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zeroemisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Przyszłość węgla i gazu na rynku energii elektrycznej w Europie i w Polsce będzie w coraz większym stopniu zależeć od tego, w jakim stopniu konwencjonalne bloki energetyczne będą w stanie reagować na szybko zmieniające się zapotrzebowanie i kompensować głębokie wahania produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Istotny będzie zwłaszcza udział elektrowni gazowo-parowych, które w zakresie dynamiki zmian mocy, pracy przy częściowym obciążeniu, właściwości regulacyjnych i czasu rozruchu mogą lepiej spełniać powyższe wymagania.

Rozwój konwencjonalnych elektrowni ciepłych

W latach 2008-2011 w elektrowniach *Pątnów*, *Łagisza* i *Bełchatów* oddano do eksploatacji nowe bloki na parametry nadkrytyczne. Tym samym krajowy sektor wytwarzania energii, wprawdzie ze sporym opóźnieniem, wkroczył jednak na nową ścieżkę rozwoju, charakteryzującą się przejściem na nadkrytyczne parametry pary. Jednak długie okresy przygotowania i realizacji wspomnianych inwestycji spowodowały, że przyjęte parametry początkowe odbiegają niestety w dół od opanowanego już dziś poziomu i wynoszą: dla bloku 464 MW w *Pątnowie* 25 MPa, 540/565°C, nieco wyższe są dla bloku 858 MW w *Bełchatowie*: 25 MPa, 555/580 °C i jak dotychczas najwyższe dla bloku 460 MW w *Łagiszy*, tj. 27,5 MPa, 560/580°C. Pozwala to na osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej: 41% w *Pątnowie*, 42% w *Bełchatowie* i ok. 43% w *Łagiszy*, nie dając jednak pełnego efektu z zastosowania osiągniętych i opanowanych już dziś parametrów nadkrytycznych na poziomie 30 MPa, 600/620°C.

Zasoby rodzimych paliw (głównie węgla kamiennego i brunatnego) decydują o tym, że Polska jest w gronie najbardziej bezpiecznych energetycznie krajów UE. Uzależnienie od importu surowców energetycznych całej Unii Europejskiej (UE-27) wynosi 53,1%, podczas gdy Polska z uzależnieniem w wysokości 25,5% jest w pierwszej trójce krajów europejskich. Dla zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla gospodarki konieczny jest więc dalszy rozwój krajowego parku elektrowni węglowych, ponieważ węgiel będzie jeszcze w następnych dziesięcioleciach odgrywał istotną rolę jako źródło energii w Polsce. Zresztą, według prognozy Raportu World Energy Outlook WEO-2012 [2], także na świecie węgiel pozostanie

głównym surowcem energetycznym do 2050 roku. Powyższy raport stwierdza też, że technologia CCS może zacząć odgrywać rolę najwcześniej przed rokiem 2035, wskazując jednocześnie na możliwość istotnego ograniczenia emisji CO₂ drogą zastąpienia przestarzałych, nieefektywnych elektrowni węglowych, nowymi blokami energetycznymi w zaawansowanej technologii na parametry nadkrytyczne i ultranadkrytyczne. Ta opcja rozwoju energetyki węglowej jest wskazywana jako podstawowa także przez VGB PowerTech e.V. (do którego należy 478 firm z 34 krajów, reprezentujących elektrownie o mocy 520 GW).

Wymagania efektywności ekonomicznej i ochrony klimatu nakazują, aby każdy kolejny krajowy blok energetyczny, opalany węglem, był blokiem nadkrytycznym z „rodziny 600°C”, tzn. na parametry z górnego przedziału osiąganych dziś temperatur dla materiałów konstrukcyjnych opartych na stali, tj. 600-620°C, a być może wkrótce 650°C. Gwarantuje to osiągnięcie sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 45-46%, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂ do poziomu poniżej 750 kg/MWh, czyli o blisko 30% mniejszego od wycofywanych z eksploatacji bloków węglowych o sprawności 32-33%.

Trzeba jednak pamiętać, że poza bezpieczeństwem dostawy energii i efektywnością ekonomiczną nowe elektrownie węglowe muszą sprostać nie tylko rosnącym wymaganiom ochrony klimatu, ale także wymaganiom znacznie większej elastyczności pracy.

Bogate, sięgające jeszcze w 2010 r. poziomu ok. 8000 MW, plany budowy nowych wielkoskalowych bloków węglowych w Polsce uległy w ostatnim czasie istotnemu wyhamowaniu i ograniczeniu. Obecnie realizowana jest budowa bloku 1075 MW w *Elektrowni Kozienice* (Grupa ENEA), bliski podpisania jest kontrakt na budowę bloku klasy 900 MW w *Elektrowni Jaworzno III* (Grupa TAURON).

Wstępne wyniki wierzeń w poszukiwaniu gazu łupkowego w Polsce są na tyle zachęcające, że resort gospodarki ma się zająć aktualizacją polityki energetycznej, z uwzględnieniem gazu łupkowego i, co za tym idzie, rozwoju elektroenergetyki opartej na gazie ziemnym. Obecnie zainstalowana w Polsce moc elektryczna w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem wynosi ponad 900 MW, co daje ok. 4-procentowy udział w strukturze paliwowej produkcji krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej, podczas gdy w Unii Europejskiej udział ten jest na poziomie 20% [1]. Część ekspertów ocenia, że Polska już w latach 2016-2010 będzie znaczącym producentem gazu łupkowego, co powinno skłaniać do zmian w planach inwestycyjnych na korzyść energetyki gazowej.

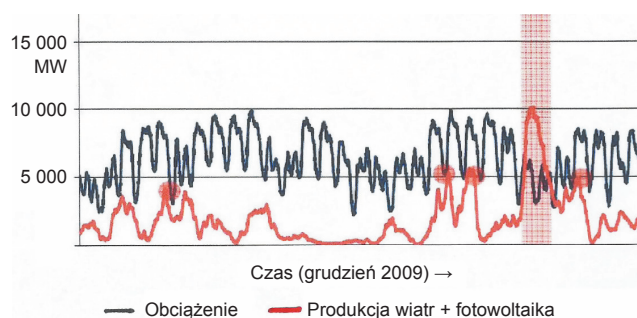
Gaz jako paliwo dla elektrowni ma trzy fundamentalne zalety: niską emisyjność, niskie nakłady inwestycyjne i krótki czas budowy. Emisja CO₂ na jednostkę produkowanej energii w układach gazowych wynosi ok. 640 kg/MWh, zaś w układach kombinowanych gazowo-parowych tylko ok. 420 kg/MWh. Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla źródeł wiatrowych.

Obecnie realizowana jest w kraju budowa bloku gazowo-parowego klasy 430 MW w Stalowej Woli (wspólna inwestycja grupy TAURON i PGNiG) oraz bloku o mocy elektrycznej 470 MW w Płocku (inwestycja PKN Orlen). O planach budowy kolejnych elektrowni opalanych gazem, w tym o toczących się przetargach, informują polskie grupy energetyczne: PGE, TAURON i ENERGA, a także firmy spoza branży: PGNiG, PKN Orlen, KGHM, ZA Puławy. Łączne plany inwestycje przekraczają poziom 5400 MW, tak więc ich realizacja choćby w połowie (zapewne realna) stworzy możliwość wyprodukowania (łącznie z już istniejącymi jednostkami gazowymi) co najmniej 17 TWh energii elektrycznej, dającej ok. 10-procentowy udział gazu w krajowym „energymix” w 2020 roku. Gazowy boom energetyczny w kraju zależeć więc będzie od tego, jak duży będzie udział gazu w pokrywaniu potrzeb energetycznych. Szacunki specjalistów są różne i mówią, że energetyka gazowa powinna dostarczać od ok. 10% do nawet 20% energii elektrycznej w 2020 r.

Elastyczność bloków energetycznych

Na przełomie XX i XXI wieku pojawiły się istotne zmiany odnośnie do wymagań stawianych konwencjonalnym elektrowniom ciepłym (opalanym węglem i gazem), działającym w warunkach deregulacji rynków energii elektrycznej i rosnącego udziału odnawialnych źródeł energii. Wzrasta znaczenie zdolności przejścia z pracy podstawowej do pracy regulacyjnej, zakresu i szybkości zmian obciążenia, czasu rozruchu. Ponadto rośnie popyt na usługi dodatkowe dla zapewnienia pokrycia chwilowego zapotrzebowania odbiorców z zachowaniem wymaganego poziomu częstotliwości w systemie elektroenergetycznym (udział w pierwotnej i wtórnej regulacji częstotliwości).

Rosnący udział odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza niestabilnych elektrowni wiatrowych (i w przyszłości fotowoltaicznych), tworzy w systemie elektroenergetycznym sytuację, w której nie tylko po stronie odbiorców energii (popytowej), ale także po stronie wytwórców występują coraz głębsze i coraz częstsze wahania, trudne do przewidzenia z odpowiednią pewnością. Na rysunku 2 przedstawiono przykładowy przebieg zmian obciążenia i produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych w sieci Vattenfall w Niemczech w grudniu 2009 r. [6] z zaznaczeniem przedziału czasowego (Święta Bożego Narodzenia - zakresowane), w którym produkcja tej energii przewyższała zapotrzebowanie.



Rys. 2. Przykładowe, rzeczywiste zmiany obciążenia i produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w sieci Vattenfall w Niemczech, wg [6]

Porównanie właściwości regulacyjnych bloku węglowego i gazowo-parowego

Wymagania regulacyjne	Blok węglowy	Blok gazowo-parowy
Szybkość i zakres zmian obciążenia w pracy ustalonej	2-5%/min. (40-100 % obc.)	4-9%/min. (40-100 % obc.)
Czas rozruchu po 8 godz. postoju	90-120 min.	30-60 min.
Obciążenie minimalne (% mocy znamionowej)	ok. 25 % (praca z recyrkulacją) ok. 40% (praca przepływowa)	30-50 % (układ jednowałowy 1TG+1TP) 15-25 % (układ wielowałowy 2TG+1TP)
Zrzut obciążenia na potrzeby własne	tak, praca turbiny na bypass	tak, praca tylko turbiny gazowej (na „gorący” komin)
Sprawność netto (100% obc.)	45-46%	58-61%
Sprawność netto (50% obc.)	41-43%	54-57% (układ jednowałowy) 58-60% (układ wielowałowy)
Emisja CO ₂ , kg/MWh	< 750	< 340
Emisja SO ₂ , mg/m ³	100-200	ok. 0
Emisja NO _x , mg/m ³	75-100	30-50

Z tabeli 1 można wysnuć następujące wnioski:

- oba rodzaje elektrowni nadają się do pracy ze zmiennym obciążeniem i spełniają zresztą tę funkcję aktualnie;
- elektrownie gazowo-parowe, dzięki prostszemu rozwiązaniu konstrukcyjnym, pozwalają na szybsze zmiany obciążenia, krótsze czasy rozruchu i - w zależności od konfiguracji - szerszy zakres obciążenia;
- zrzut obciążenia na potrzeby własne lub praca wyspowa są wymagane w przypadku częściowego lub całkowitego rozpadu systemu elektroenergetycznego w wyniku awarii systemowej.

W warunkach awarii systemowych w układzie bloku gazowo-parowego następuje odłączenie turbiny parowej i praca tylko turbiny gazowej na potrzeby własne. Pozwala to na utrzymanie w ruchu urządzeń potrzeb własnych, co jest istotne w warunkach odbudowy systemu. Elektrownie węglowe są również w stanie przejść w warunkach awaryjnych systemu do pracy na potrzeby własne, jeżeli bloki są do tego przystosowane.

Nierównomierne rozmieszczenie mocy zainstalowanych w kraju, oprócz problemów natury eksploatacyjnej, stwarza określone trudności w zakresie bilansowania mocy, tym bardziej że Polska nie posiada znaczących mocy w elektrowniach wodnych ani odpowiednio dużych możliwości akumulowania energii (oprócz już istniejących elektrowni szczytowo-pompowych). Stąd też należy przewidywać możliwości spełniania takiej funkcji przez zaawansowane technologicznie elektrownie konwencjonalne, w tym w dużej mierze przez elektrownie gazowo-parowe.

Możliwości dalszego zwiększenia elastyczności bloków konwencjonalnych

Rosnące wymagania odnośnie do elastyczności bloków konwencjonalnych skłaniają do poszukiwania dalszych rozwiązań zwiększających elastyczność. Głównymi celami są: obniżenie dopuszczalnego obciążenia minimalnego oraz zwiększenie

Elastyczność pracy bloku energetycznego rozumiana jest jako zdolność do bezpiecznej pracy bloku w planowanych stanach nieustalonych, podczas podejmowania działań sterowania jednostką wytwórczą. Pojęcie to dotyczy zarówno zmian obciążenia bloku, jak również jego odstawienia do rezerwy bądź ponownego uruchomienia. Miarą elastyczności bloku jest:

- dopuszczalny zakres jego obciążenia mocą czynną,
- dopuszczalna szybkość zmian obciążenia,
- zdolność do szybkich uruchomień i odstawień.

Świadczenie przez blok energetyczny usług regulacyjnych wymaga jego dostosowania do następujących sytuacji ruchomych:

- trwałej pracy z mocą maksymalną i zdolności do jej szybkiego osiągnięcia w przypadku nagłego pojawienia się deficytu mocy w systemie,
- trwałej pracy z mocą minimalną,
- zdolności do codziennych odstawień i szybkich uruchomień podczas dobowej i tygodniowej doliny obciążenia w systemie,
- zapewnienie odpowiedniej rezerwy mocy regulacyjnej w ramach regulacji pierwotnej i wtórnej,
- zdolności do szybkiego przyrostu mocy.

Dotychczasowe doświadczenia w eksploatacji niemieckich bloków na parametry nadkrytyczne z kotłami pyłowymi opalany węglem brunatnym (*Schwarze Pumpe, Boxberg, Lippendorf, Frimmersdorf*), zbudowanych w końcu ubiegłego i na początku bieżącego wieku pokazują, że bloki te spełniają wymagania UCTE w zakresie ich właściwości regulacyjnych, a mianowicie [4,5]:

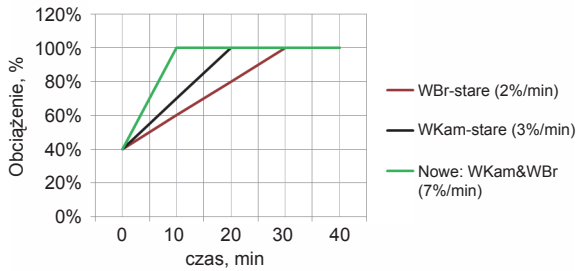
- zakres zmian obciążenia 40-100%;
- dla regulacji pierwotnej: odpowiedź 5% P_{max} w ciągu 30 s, przy czym pierwsze 2,5% musi być osiągnięte w ciągu pierwszych 5 s (w zakresie 50-100% obciążenia maksymalnego);
- dla regulacji wtórnej: gradient obciążenia: 2% P_{max} /min w zakresie 40-50% i 90-100% obciążenia bloku oraz 4% P_{max} /min - w zakresie 50-90% obciążenia bloku;
- osiągnięte czasy rozruchu:
 - po postoju 8 godz. - synchronizacja po 90 min, pełne obciążenie w ciągu dwóch godzin;
 - po postoju 50 godz. - synchronizacja w ciągu 130 min, pełne obciążenie w ciągu trzech godzin.

W wyniku nowych wymagań dotyczących elastyczności ruchowej pojawiły się m.in. takie problemy, jak: praca przerywana bloków, szybkie rozruchy, rosnący zakres zmian obciążenia, zrzut obciążenia na potrzeby własne, praca wyspowa, zdolność do odbudowy systemu po blackoucie, mające wpływ na zapewnienie bezpiecznych i ekonomicznych dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Pod tym względem lepszymi właściwościami charakteryzują się kombinowane bloki gazowo-parowe, co przedstawia tabela 1, w której przedstawiono uproszczone porównanie właściwości regulacyjnych współczesnych bloków węglowych i gazowo-parowych ze względu na:

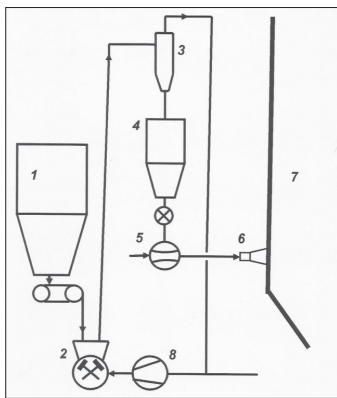
- typowe tempo zmian obciążenia, czas rozruchu i obciążenie minimalne;
- zrzut obciążenia na potrzeby własne;
- sprawność, a tym samym poziom emisji dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń.

szybkości zmian obciążenia. Na rysunku 3 przedstawiono porównanie szybkości zmian obciążenia dotychczasowych bloków na węgiel brunatny i kamienny z szybkością, oczekiwaną w najnowszych rozwiązaniach [6].



Rys. 3. Porównanie szybkości zmian obciążenia bloków węglowych, wg [6]

W odniesieniu do bloków opalanych węglem takim rozwiązaniem jest zastosowanie, znanych z początków rozwoju kotłów pyłowych, układów młynowych z pośrednim zasobnikiem pyłu węglowego (rys. 4), proponowanych w rozwiązaniach firmy *Hitachi* [6,7].



Rys. 4. Układ instalacji młynowej z pośrednim zasobnikiem pyłu.

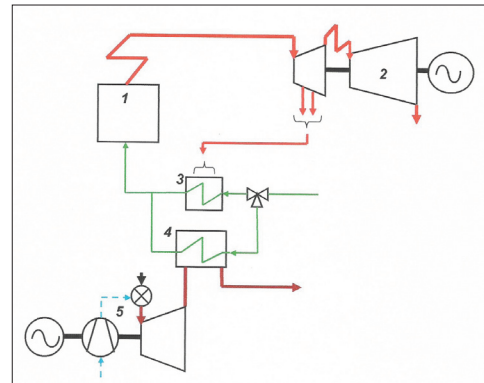
1 – zasobnik węgla surowego, 2 – młyn węglowy, 3 – cyklon, 4 – zasobnik pyłu, 5 – dozownik pyłu, 6 – palnik, 7 – komora paleniskowa kotła

Węgiel po zmieleniu i wysuszeniu jest transportowany do zasobnika pyłu, skąd jest podawany do palników zgodnie z chwilowym zapotrzebowaniem. Palniki i młyny mogą działać niezależnie od siebie, co umożliwia optymalizację pracy i konserwacji (remontów) młynów. Ze względu na wyższą koncentrację pyłu węglowego, podawanego z zasobnika do kotła, obciążenie minimalne może być obniżone nawet do poziomu 15% obciążenia znamionowego. Ponadto układ taki pozwala na zaoszczędzenie nawet do 90% oleju (mazutu), zużywanego podczas rozruchów i pracę przy niskim obciążeniu bez drogiego paliwa pomocniczego [6].

Korzyści z układu z pośrednim zasobnikiem pyłu są jeszcze większe, gdy zastosuje się palnik dostosowany do zmienionych warunków pracy. Rozwinięta przez firmę *Hitachi* konstrukcja takiego palnika, oznaczonego symbolem DS-T® [6], jest przeznaczona dla wysokiego stężenia pyłu węglowego i osiąga obciążenie na poziomie nawet 10% znamionowego. Obszerne badania wykazały, że palnik ten stabilnie spala węgiel kamienny, wysuszony węgiel brunatny oraz biomasę, przy bardzo niskich poziomach emisji.

Układ z pośrednim zasobnikiem pyłu ma jeszcze tę zaletę, że może być stosowany przy retrofitach istniejących bloków energetycznych, mających na celu m.in. zwiększenie elastyczności. Podobną cechą ma także rozwiązanie z zabudową w istniejącym bloku węglowym układu z turbiną gazową, przekazującą ciepło spalin

wylotowych do układu regeneracji za pośrednictwem dodatkowych wymienników ciepła spalin-y-woda (rys. 5). Taki repowering, rozwijany również przez firmę *Hitachi* [7], umożliwia znacznie szybsze dostarczenie mocy do systemu, ze względu na zdolność szybszego wzrostu obciążenia turbiny gazowej niezależnie od procesu parowego. Układ z turbiną gazową ułatwia częste rozruchy i odstawienia oraz poprawia sprawność elektrowni, także przy obciążeniach częściowych. Ponadto całkowita moc elektrowni wzrasta. Turbina gazowa może pracować niezależnie, na „gorący” komin obejściowy, umożliwiając bardzo szybki przyrost generowanej mocy.



Rys. 5. Schemat ideowy zabudowy turbiny gazowej w układzie bloku węglowego, wg [7]

1 – kocioł, 2 – turbina parowa, 3 – podgrzewacze regeneracyjne, 4 – wymiennik spalin-y-woda, 5 – turboszpęst gazowy

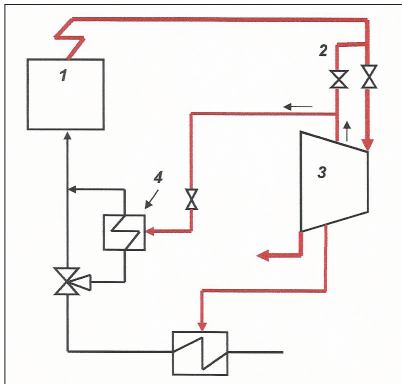
Dość zaskakujące rozwiązanie rozważa niemiecki koncern energetyczny *RWE*, który po pomyślnym wdrożeniu do eksploatacji dwóch kolejnych bloków na węglu brunatnym BoA 2 i BoA 3 w elektrowni *Neurath*, planuje nowy blok z tej rodziny. Nowa planowana inwestycja to blok BoA plus o sprawności 45% (z podsuszaniem węgla brunatnego) w nietypowej konfiguracji dwóch kotłów po 550 MW, zasilających jedną turbinę 1100 MW właśnie po to, aby zmaksymalizować elastyczność, tak ważną przy rosnącym udziale źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Blok BoA plus ma być blokiem kogeneracyjnym, współpalającym biomasę i w wersji CCS ready, z hybrydowymi chłodniami kominowymi w celu ograniczenia parowania [8].

Podejmowane są także przedsięwzięcia, zmierzające do zwiększenia elastyczności drogą zmian w obrębie turbiny i obiegu cieplnego. Sprowadzają się one do:

- możliwości szybkiego zwiększenia strumienia pary do turbiny z wykorzystaniem zaworu obejściowego stopnia regulacyjnego (rys. 6),
- okresowego wyłączenia części podgrzewaczy regeneracyjnych.

Wobec przewidywanej zmiany charakteru obciążenia bloków węglowych dużą wagę zaczyna się przywiązywać do utrzymania wysokiej sprawności netto także (a może zwłaszcza) przy obciążeniach mniejszych od znamionowego. Pojawia się wręcz problem takiego zaprojektowania układu cieplnego i turbiny, aby maksimum sprawności (minimum jednostkowego zużycia ciepła) osiągnąć przy obciążeniu mniejszym od znamionowego (np. ok. 85%). Można to uzyskać drogą odpowiednich zmian temperatury pary pierwotnej i wtórnej przy zmianach obciążenia bloku, pracującego przy tzw. poślizgowym ciśnieniu pary świeżej, oczywiście z zachowaniem dopuszczalnych naprężeń materiałowych [12].

Jedną z dróg ograniczenia spadku sprawności przy częściowych obciążeniach jest także zastosowanie „szczytowego” podgrzewacza regeneracyjnego, zasilanego z obejścia stopnia regulacyjnego (przy zamkniętym zaworze obejściowym – rys. 6), dla podniesienia temperatury wody zasilającej kocioł przy niskich obciążeniach bloku.



Rys. 6. Układ z szczytowym podgrzewaczem regeneracyjnym zasilanym z obejścia stopnia regulacyjnego, wg [12]

1 – kocioł, 2 – zawór obejściowy, 3 – część wysokoprężna turbiny, 4 – podgrzewacz regeneracyjny szczytowy

Zgodnie z warunkami pracy wg prognoz do roku 2020 (zwłaszcza w kraju, takim jak Niemcy), elektrownie konwencjonalne będą musiały być uruchamiane i odstawiane kilka razy w tygodniu lub nawet codziennie, w celu skompensowania wahań obciążenia. W tych warunkach pracy istotne są szybkie i niezawodne rozruchy ze stanu gorącego, co jest możliwe we współczesnych układach gazowo-parowych, które już dziś, dzięki prostocie rozwiązań technologicznych, oferują następujące możliwości:

- znacznie krótszy czas rozruchu (ze stanu zimnego, ciepłego i gorącego) niż w przypadku elektrowni węglowych;
- wysoką niezawodność rozruchu, a tym samym niezawodne dostarczanie odpowiednich zdolności produkcyjnych dla krótkoterminowych potrzeb;
- niższe koszty rozruchów i odstawień (pod względem zużycia paliwa) w porównaniu z elektrowniami węglowymi;
- niższą emisję CO₂ podczas rozruchu i przy pełnej mocy w porównaniu z elektrowniami opalonymi węglem.

Najnowsze generacje elektrowni gazowo-parowych, opracowywane i testowane przez wiodące koncerny: *General Electric* (układ FlexEfficiency) [9], *Alstom* (nowy blok KA26) [10], *Siemens* (klasa H) [11] czy *Mitsubishi Heavy Industrie* nie tylko osiągają sprawność netto 61%, ale dzięki stosowaniu zaawansowanych systemów chłodzenia, nastawnym łopatkom kierowniczym sprężarki, optymalizacji projektowania łopatek sprężarki i turbiny (gazowej i parowej), optymalizacji sekwencyjnego spalania i najnowszych technologii materiałowym oferują już dziś:

- czas rozruchu bloku ze stanu gorącego (po conocnym lub weekendowym odstawianiu) – poniżej 30 min [9], z dużą niezawodnością rozruchu i przy niskiej emisji;
- stabilną pracę z obciążeniem poniżej 20% obciążenia znamionowego i powrót do pełnego obciążenia w ciągu 15 min [10];
- możliwość pracy przy niskich obciążeniach (poniżej 40% obciążenia znamionowego) z zachowaniem obowiązujących norm emisji zanieczyszczeń.

Podsumowanie

W wyniku szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii krajowy system elektroenergetyczny będzie wymagał w ciągu najbliższych kilku lat znacznie większej elastyczności dla utrzymania stabilności sieci. Brak znaczących mocy w elektrowniach wodnych czy odpowiednio dużych możliwości akumulowania energii (oprócz już istniejących elektrowni szczytowo-pompowych) wymusi konieczność spełniania takiej funkcji przez zaawansowane technologicznie elektrownie konwencjonalne, w tym w dużej mierze przez nowe generacje elektrowni gazowo-parowych.

W porównaniu z wcześniej zbudowanymi konwencjonalnymi elektrowniami, współczesne jednostki charakteryzują się większą elastycznością i dotyczy to w szczególności układów opalanych gazem. Wymiana zatem starszych, nieelastycznych elektrowni węglowych o niskiej sprawności, na wysokosprawne i elastyczne jednostki opalane węglem, a zwłaszcza bloki gazowo-parowe, może stanowić efektywne rozwiązanie problemu stabilności sieci, przy jednoczesnym znacznym zmniejszeniu emisji CO₂, jak również SO₂ i NO_x.

PIŚMIENNICTWO

- [1] VGB PowerTech: *Zahlen und Fakten - Energieerzeugung 2012/2013*
- [2] International Energy Agency: *World Energy Outlook – 2012*
- [3] Pawlik M.: Krajowy park elektrowni w warunkach regulacji unijnych. *Przegląd Elektrotechniczny/Electrical Review* 2012, R. 88, nr 11a, s. 47-50.
- [4] Benesch W.A.: Kohlekraftwerkstechnik für den liberalisierten Markt. Materiały XXXIII Kraftwerkstechnisches Kolloquium. Dresden, 23-24 Oktober 2001.
- [5] Pawlik M.: Bloki na parametry nadkrytyczne dla modernizowanych elektrowni krajowych. Materiały VI Konferencji „Elektrownie Ciepłe”, Bełchatów/Słok, 4-6 czerwca 2003, s.15-24.
- [6] Busekrus K.: Flexibility demand for future coal fired power plants. Materiały V Seminarium Sprawozdawczego Programu Strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”. Gliwice, 5-6 lutego 2013.
- [7] Tigges K.D., Schreier W.: Making hard coal power plants fit for the future. *Modern Power Systems* 2012, nr 8, s. 14-17.
- [8] RWE: Still looking to lignite. *Modern Power Systems* 2012, nr 12, s. 24.
- [9] Can Gülen S., Jones C.M.: GE's next generation CCGT plants: operational flexibility is the key. *Modern Power Systems* 2011, nr 1, s. 16-18.
- [10] Varley J.: KA26 with new GT26: over 61 % efficiency, plus additional flexibility. *Modern Power Systems* 2011, nr 7, s.10-12.
- [11] Balling L.: Siemens H class: not just efficient, it's also flexible, and fully proven. *Modern Power Systems* 2011, nr 11, s. 15-18.
- [12] Wechsung M., Feldmüller A., Lemmen H.: Flexible steam turbines, the key to keeping coal competitive. *Modern Power Systems* 2012, nr 3, s.27-29.
- [13] Opracowanie wymagań odnośnie zdolności regulacyjnej bloku nadkrytycznego i jego profilu napięciowo-częstotliwościowego. Instytut Elektroenergetyki Politechniki Łódzkiej. Raport VI.3 w ramach Projektu Badawczego Zamawianego - MEIn-4/2/2006, Łódź 2008.