

Sprawność bloków nadkrytycznych a ekspansja niestabilnych źródeł energii*

Autor: Mateusz Głogowski - ekspert ds. Nowych Technologii Energetycznych w Departamencie Energetyki Ministerstwa Energii

("Energia Gigawat" - 2-3/2016)

Konieczność ograniczenia emisji dwutlenku węgla w Polsce to nie tylko wyzwanie dla istniejących elektrowni węglowych, ale również kwestia podjęcia zdecydowanych decyzji inwestycyjnych w sprawie budowy nowych bloków wytwórczych, które opalane węglem kamiennym czy brunatnym, są dziś bezdyskusyjnie potrzebne w systemie – nie tylko ze względu na prognozowane wyłączenia starych bloków, ale również z uwagi na problematykę sektora górniczego. Wydawałoby się, że z pomocą mogą przyjść tzw. Czyste Technologie Węglowe (ang. *Clean Coal Technologies*), które notabene szczególnie mocno promowane są przez Komisję Europejską.

Zachowanie sprawności bloków nadkrytycznych

Pod parasolem pojęcia Czystych Technologii Węglowych (dalej: CTW) znajdują się takie technologie jak: technologia CCS/CCUS (wychwytu, transportu i składowania dwutlenku węgla, bądź wychwytu i jego utylizacji), technologie zgazowania, np. IGCC (*Integrated Gasification Combine Cycle*), czy inne technologie zmniejszające emisję CO₂, np. poprzez wzrost sprawności procesu spalania – **nadkrytyczne i ultranadkrytyczne siłownie parowe**. Co do tych ostatnich, to mają one szczególne znaczenie dla polskiego biznesu energetycznego, ponieważ są to w pełni sprawdzone technologie, które z powodzeniem stosowane są w elektrowniach na całym świecie, a ich koszt jest znacząco niższy od niedojrzałych jeszcze technologii IGCC czy wyposażonych w CCS. Niemniej jednak, w kontekście prowadzonej dziś transformacji energetycznej, przy nieustannie wzrastającym udziale odnawialnych źródeł energii w systemie, możemy zaobserwować dwa zjawiska: po pierwsze, wraz ze wzrostem mocy OZE, dochodzi do redukcji czasu pracy konwencjonalnych bloków węglowych, które nie posiadając – tak jak OZE – przywileju priorytetowego odbioru energii z sieci, zmuszane są często do nagłego regulowania generacji energii elektrycznej (tzw. szarpana charakterystyka pracy – bardzo szkodliwa w eksploatacji bloku), a w niektórych przypadkach wręcz do całkowitego wyłączenia z sieci. Po drugie, wzrost mocy OZE w sieci ma bezpośredni wpływ na kształt krajowego merit orderu (tj. wykresu uporządkowanego włączania mocy do systemu powstałego w oparciu o koszty zmienne produkcji energii). Im więcej mocy OZE ulokuje się w systemie, tym więcej jednostek konwencjonalnych zostanie wykluczonych z merit orderu na skutek ich niekonkurencyjnych – wobec pozostałych jednostek – kosztów zmiennych wytwarzania energii. Warto o tym wspomnieć, ponieważ jeżeli mówimy o technologiach **nadkrytycznych i ultranadkrytycznych**, to niezwykle

istotnym z punktu widzenia zachowania ich parametrów projektowych, jest zapewnienie im warunków pracy optymalnych do osiągnięcia tych parametrów. Najważniejszym warunkiem dla którego dany blok w technologii nadkrytycznej może osiągnąć swoje atrakcyjne parametry pracy przy których uzasadnioną staje się decyzja inwestycyjna o jego budowie, jest umożliwienie mu pracy na poziomie jego mocy **znamionowej**. Praca bloku w warunkach mocy znamionowej jest niezbędna aby dany blok mógł osiągnąć sprawność projektową, przekładającą się na większą efektywność w wykorzystaniu węgla – a co za tym idzie, mniejszą jednostkową emisję dwutlenku węgla. Nowoczesne bloki węglowe na parametry nadkrytyczne (vide Kozienice czy Opole II) będą co prawda dysponowały sprawnościami rzędu ok. 45%, lecz rzeczywiste osiągnięcie tych sprawności będzie bezpośrednio uzależnione od mocy z jaką te bloki będą pracować w systemie. Zasadne wydaje się więc uwzględnienie problematyki ograniczonej pracy tych bloków w kontekście ich rzeczywistej osiągalnej sprawności – która tym rzadziej jest notowana, im więcej niestabilnych mocy OZE zostaje włączonych do sieci.

Konsekwencje z konieczności elastycznej pracy bloków nadkrytycznych

W przypadku obciążenia bloku w granicach od 100% do 40% jego mocy znamionowej, możemy zaobserwować spadek sprawności brutto bloku o około **3%-4%**, wzięwszy pod uwagę przykładowy blok o parametrach nadkrytycznych dla którego temperatura i ciśnienie pary świeżej na wyjściu z kotła są w granicach odpowiednio 600-630 °C i 28-30 MPa i którego moc elektryczna znajduje się w przedziale ok. 400-1000 MW. Należy jednak pamiętać, że sprawność brutto danego bloku odnosi się do mocy na zaciskach generatora – nie do mocy na wyjściu z elektrowni, która jak wiadomo pomniejszona jest o moc potrzeb własnych. Poza tym sprawność brutto zawiera w sobie tzw. sprawności cząstkowe, tzn.: sprawność kotła i rurociągów parowych, sprawność rzeczywistą obiegu oraz sprawność elektromechaniczną turbozespołu – na którą składają się sprawność mechaniczna turbiny i sprawność generatora. Szarpana charakterystyka pracy bloku nadkrytycznego ma znaczący wpływ na kształtowanie się ww. sprawności. O ile w przypadku kotła następuje spadek jego sprawności o **ok. 1,5%**, o tyle w odniesieniu do sprawności rzeczywistej obiegu możemy mówić o prawie **3%** redukcji pkt. proc., a w przypadku sprawności netto całego bloku (czyli tej odniesionej do mocy na wyjściu z elektrowni) następuje spadek aż o **6%**. Tak znaczący spadek sprawności – biorąc pod uwagę jak wymagające technologicznie jest zwiększanie projektowych sprawności w bloku, gdzie każdy punkt procentowy jest na wagę złota – oznacza zwiększenie emisji CO₂ z bloku wynikające bezpośrednio ze zwiększonego zużycia węgla na jednostkę wyprodukowanej energii. Najlepszą z punktu widzenia zachowania zarówno ekonomiki produkcji, jak i obostrzeń emisyjnych dot. dwutlenku węgla, jest praca bloku nadkrytycznego w warunkach jego ciągłego obciążenia mocą nominalną, tzn. taką dla której blok został zaprojektowany i przy której osiąga on optymalną dla siebie sprawność wytwarzania energii.

Dodatkowo, co warto podkreślić, praca bloku w warunkach zmiennego obciążenia wpływa niekorzystnie na urządzenia, które bezpośrednio odpowiadają za utrzymanie poszczególnych sprawności cząstkowych. I tak zrzut mocy z turbiny, bądź konieczny jej szybki rozruch mają wpływ na jej właściwości termomechaniczne, które są tym gorsze, im dłużej utrzymuje się taki rodzaj eksploatacji. Ponadto, tzw. koszty O&M (czyli koszty operacyjne i utrzymania) dla pracującego w takich warunkach bloku są nieporównywalnie większe, niż w przypadku bloku, w którym nie występuje tego typu reżim pracy. Zużycie urządzeń takich jak: kocioł (zmienne naprężenia termiczne jego ścianek), rurociągi pary, pompy, zawory, łożyska, łopatki turbin – w szczególności części wysokoprężnej – następuje szybciej i zwiększa się tym samym ryzyko uszkodzenia któregoś z nich. To natomiast stanowi o wskaźniku dyspozycyjności, gdyż w przypadku awarii urządzenia niezbędnego do zachowania nieprzerwanej pracy bloku, następuje konieczność przeprowadzenia nieplanowanej naprawy, która wydłużając czas postojów awaryjnych, zwiększa wskaźnik awaryjności (1), a tym samym zaniża wskaźnik dyspozycyjności bloku (2). To z kolei wpływa na ciągłość produkcji energii z całej elektrowni.

$$(1) \quad FOR = \frac{T_a}{T_p + T_a} \times 100 \qquad (2) \quad AF = \frac{T_p + T_r}{T_k} \times 100$$

gdzie:

FOR – *Force Outage Rate* (wskaźnik awaryjności)

AF – *Availability Factor* (wskaźnik dyspozycyjności)

T_a – czas postojów awaryjnych

T_p – czas pracy

T_r – czas postojów w rezerwie

T_k – czas rozważanego okresu (np. 8760 godzin dla rocznego wskaźnika dyspozycyjności)

Praca elektrowni w warunkach ekstremalnych do których nie została ona zaprojektowana, implikuje również inne problemy – które podobnie jak wyżej opisane – generują nieprzewidziane koszty i mają dodatkowo szkodliwy wpływ na środowisko. Chodzi mianowicie o kwestie emisji CO₂, która staje się wzmożona w porównaniu do normalnej eksploatacji bloku (jest to spowodowane koniecznością uruchamiania dodatkowych mocy konwencjonalnych w chwilach, gdy wymagająca zabezpieczenia energetyka wiatrowa staje się niedyspozycyjna). Bloki konwencjonalne zasilane zarówno węglem kamiennym jak i brunatnym, zmuszane są więc do pracy w charakterze wsparcia dla niesterowalnych OZE. Zwiększenie emisji CO₂ następuje zatem również z racji zmiennego obciążenia tych bloków, które ma istotny wpływ na osiąganą przez nie sprawność, a to w rezultacie zwiększa emisję jednostkową CO₂ na MWh wyprodukowanej energii (o czym wcześniej już wspomniano).

Energetyka wiatrowa powodem do niepokoju

Zgodnie z bilansem mocy powstałym w oparciu o Plan Koordynacyjny Roczny PSE, na koniec 2018 roku przewiduje się moc zainstalowaną w energetyce wiatrowej na poziomie 7,6 GW, tj. udział rzędu 17% w zestawieniu wszystkich mocy zainstalowanych w KSE. Oczywiście nie należy podchodzić do tych prognoz bezkrytycznie. Po pierwsze dlatego, iż nie ma pewności co do formy nowego systemu wsparcia, które ma zacząć funkcjonować od połowy bieżącego roku. System aukcyjny to zdaniem Ministra Energii mechanizm wsparcia źródeł odnawialnych, który utrwaliłby obecny kierunek rozwijania OZE w Polsce, a który jest nie do zaakceptowania z racji faworyzowania jedynie energetyki wiatrowej. Po drugie, nowy system wsparcia (nie jest przesądzone czy to będzie system aukcyjny) ma bowiem ograniczyć ekspansję źródeł niestabilnych (wiatrowych) i stworzyć warunki do rozwoju stabilnych jednostek OZE, takich jak biogazownie czy współspalanie wykorzystujące krajowe zasoby biomasy [1]. Z uwagi na powyższe, przy aktualnie dominującym udziale mocy wiatrowej w koszyku OZE, wynoszącym **78,8%** (4,5 GW – stan na koniec grudnia 2015 r. zgodnie z [2]), rośnie konieczność zabezpieczenia tych mocy i pokrycia zapotrzebowania przez konwencjonalne jednostki stabilnej generacji energii elektrycznej. Dopóki więc brak będzie znaczącej mocy jednostek elastycznych (np. gazowych) w polskim miksie energetycznym, dopóty elektrownie konwencjonalne, gdzie **57%** istniejących bloków ma więcej niż **36 lat**, będą zmuszane do pracy w reżimie zmiennego obciążenia, czego skutkiem są wyżej opisane problemy natury zarówno technicznej, ekonomicznej jak i środowiskowej.

Istotnym z punktu widzenia bezpieczeństwa polskiego KSE jest więc zapewnienie w systemie takich mocy wytwórczych, które po pierwsze pokryją wzrost zapotrzebowania na energię w przyszłości w szczególności w szczytach obciążenia kiedy uzależniona od warunków pogodowych energetyka wiatrowa i fotowoltaiczna nie jest w stanie wygenerować wymaganej mocy, a po drugie takich, w których stopień wykorzystania mocy zainstalowanej będzie możliwie najwyższy – ma to ścisły związek z osiąganą sprawnością bloku, ponieważ im ta sprawność jest niższa (np. dla bloku w technologii nadkrytycznej), tym większa jest strata wykorzystania efektywności na produkcji energii dla takiego bloku w przypadku gdy czas jego pracy w ciągu roku jest ograniczony.

Czynniki makroekonomiczne kształtujące potencjał inwestycyjny

Aktualnie prowadzone są rozmowy dot. wprowadzenia mechanizmów mocowych celem stymulacji budowy nowych bloków oraz celem wsparcia tych jednostek wytwórczych, których zredukowany czas pracy w ciągu roku przyczynia się do ich nierentowności (pojawia się wtedy zjawisko tzw. *missing money*). Nie jest przesądzone czy będzie to typowy rynek mocy – o którym coraz częściej mówi się w sektorze biznesu – czy może inne instrumenty wsparcia oparte o rozmaite mechanizmy mocowe. Pewnym jest, że jeżeli koniunktura na rynku energii nie poprawi się, tzn. nie wzrosną hurtowe ceny energii elektrycznej, zmienne koszty produkcji energii będą coraz wyższe (wzrost cen uprawnień do emisji CO₂), a stałe koszty produkcji energii zostaną powiększone o potrzeby inwestycyjne związane z

wymaganiami dyrektywy IED w oparciu o BAT, to wytwórcom energii będzie bardzo trudno utrzymać rentowność swoich bloków wytwórczych. Istotne w kształtowaniu koniunktury dla europejskich spółek energetycznych będą z pewnością decyzje polityczne na szczeblu unijnym. Realizacja zobowiązań wynikających z pakietu klimatyczno-energetycznego będzie wymagała bowiem znaczącego przeprofilowania portfolio projektów największych producentów energii w Europie, w tym w Polsce.

Budowanie potencjału inwestycyjnego spółek energetycznych musi uwzględniać czynniki makroekonomiczne, które niezależnie od działań poszczególnych spółek, stanowią o opłacalności danej inwestycji. Do takich czynników z perspektywy europejskiej możemy zaliczyć, m.in.: konkurencyjność kraju pod kątem cen energii elektrycznej, jego rozwój gospodarczy, transparentność systemu prawnego, sytuację geopolityczną, ceny i dostęp do surowców energetycznych oraz oczywiście kształtowanie się popytu na energię, które ściśle związane jest z PKB danego kraju – a ten z kolei determinowany jest przez wiele innych segmentów gospodarki. Są to tylko niektóre z czynników, które należy brać pod uwagę w dyskusjach o potencjale inwestycyjnym sektora energetycznego w Polsce, o zasadności budowania bloków w technologiach nadkrytycznych, o wprowadzeniu ewentualnych systemów wsparcia dla jednostek konwencjonalnych, oraz o problematyce zachowania niezawodności KSE w świetle stale rosnącej mocy słabo sterowalnych źródeł OZE.

*** Treść artykułu to własne przemyślenia autora, których nie należy utożsamiać ze stanowiskiem resortu energii.**

Literatura

[1] http://energetyka.wnp.pl/k-tchorzewski-me-chcemy-przywrocic-wspolspalanie-ale-na-innych-zasadach,267368_1_0_0.html

[2] Bilans mocy Planu Koordynacyjnego Roczego 2015, PSE

<p>Autor jest absolwentem Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Ukończył studia na kierunku Energetyka o specjalizacji Systemy i Urządzenia Energetyczne. Karierę zawodową rozpoczął we francuskim Alstom Power. Aktualnie zajmuje się zagadnieniami związanymi z krajowym i europejskim sektorem energetycznym w Ministerstwie Energii.</p>
