

PROGRAM REWITALIZACJI BLOKÓW 200 MW NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ (w procesie transformacji polskiej energetyki)

Jan Popczyk

Oznaczenia (autorskie): WEK – wielkoskalowa energetyka korporacyjna, NI – niezależni inwestorzy, EP – prosumenci, CCR – cenotwórstwo czasu rzeczywistego, rynek WEK[⊖] – rynek energii elektrycznej na infrastrukturze sieciowej 400/220/110 kV, rynki NI/EP[⊕] – rynki energii elektrycznej na infrastrukturze sieciowej SN/nN.

Krytyczne znaczenie programu rewitalizacji bloków 200 MW z punktu widzenia powodzenia transformacji całej polskiej energetyki w horyzoncie 2050. Rewitalizacja bloków 200 MW jest obecnie największą – i praktycznie jedyną – szansą energetyki WEK na wyhamowanie dynamiki jej degradacji. Propagandowe forsowanie (w miejsce takiej rewitalizacji) budowy nowych bloków węglowych klasy 1000 MW oraz bloków jądrowych klasy 1600 MW – a jednocześnie blokowanie rozwoju źródeł OZE, ogólnie rozwoju energetyki NI oraz EP i opóźnianie przebudowy rynku energii elektrycznej w kierunku cenotwórstwa CCR – nieuchronnie przyspieszyłoby upadek węglowo-jądrowego mitu. Przyspieszyłoby także rozwój nowej energetyki, ale niestety w trybie kryzysowym, czyli szkodliwym dla całej gospodarki. To wynika z możliwych już wiarygodnych oszacowań transformacyjnej ceny krańcowej (w horyzoncie 2050) energii elektrycznej dla segmentu ludnościowego, która w scenariuszu rozwojowym energetyki WEK (na rynku WEK[⊖]) – wynosi co najmniej 1000 PLN/MWh, a w scenariuszu energetyki NI/EP (na rynkach NI/EP[⊕]) około 600 PLN/MWh. W świetle tych cen rewitalizację bloków 200 MW trzeba widzieć jako mechanizm zwiększenia popytu na polski węgiel poprzez wydłużenie w czasie przewagi konkurencyjnej energii elektrycznej z energetyki WEK względem energii elektrycznej z energetyki NI/EP (wydłużenie wynikające w szczególności z niskich nakładów kapitałowych potrzebnych na rewitalizację bloków 200 MW). Oczywiście, w tym kontekście program rewitalizacji bloków 200 MW powinien się stać w relacjach z Komisją Europejską jednym z głównych czynników strategii *trade off* w obszarze transformacji polskiej energetyki (czynnikiem uwiarygodniającym polskie starania o częściową derogację wymagań środowiskowych w energetyce).

Potencjał bilansowy rewitalizacji bloków 200 MW na polskim rynku energii elektrycznej. Szacunkowa ocena pozwala mówić o co najmniej 30 blokach 200 MW nadających się do rewitalizacji. Rewitalizacja 30 bloków 200 MW (wydłużenie ресурсu technicznego bloku o 150 tys. godzin) w okresie do 2030 roku (zrealizowana na podstawie aukcji przeprowadzonych do 2025 roku) zapewnia skumulowane zasoby wytwórcze w horyzoncie 2055 rzędu 900 TWh. Zasoby wytwórcze bloków węglowych w budowie (4 bloki klasy 1000 MW każdy; ресурс techniczny bloku, z uwzględnieniem potencjalnej rewitalizacji, 350 tys. godzin), to skumulowane

zasoby około 1400 TWh w horyzoncie 2060. Skumulowane, jeszcze istniejące, zasoby wytwórcze nowych bloków węglowych, oddanych do eksploatacji w okresie ostatnich 8 lat (z uwzględnieniem potencjalnej ich rewitalizacji), to około 500 TWh w horyzoncie 2040. Razem, na potencjalne skumulowane zasoby wytwórcze na rynku WEK[⊖] składają się (tylko w trzech wymienionych grupach bloków): 12 tys. MW mocy zainstalowanej (około 10 tys. MW mocy dyspozycyjnej), osiągalna roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca około 85 TWh, całkowite skumulowane zasoby produkcyjne około 2800 TWh, do wykorzystania w horyzoncie 2060 (inną sprawą jest zapewnienie dostaw węgla do bloków w horyzoncie 2040, zwłaszcza brunatnego do bloków Pątnów 460 MW i Bełchatów 860 MW). Wykorzystanie tych zasobów, obciążonych dużym względnym śladem węglowym, jest potencjalnie możliwe w ramach marginesu (do 20%), który uwzględnia obecna unijna klimatyczno-energetyczna mapa drogowa 2050.

Aukcje na rewitalizację bloków 200 MW – główny mechanizm zarządzania równowagą procesu transformacji polskiej energetyki na pierwszym etapie (do 2025 roku). Aukcje na rewitalizację bloków 200 MW, zrealizowane/rozstrzygnięte do 2025 roku (zapewniające realizację całego programu rewitalizacji około 30 bloków 200 MW z wykorzystaniem wsparcia) mają w Polsce potencjał ochrony bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wystarczający (w powiązaniu z wszystkimi innymi rynkowymi mechanizmami) w horyzoncie 2055. Szacuje się, że w horyzoncie 2025, traktowanym jako horyzont wygaszania systemów wsparcia służących przebudowie/transformacji energetyki, jest możliwe zorganizowanie nawet 20 aukcji (dwie aukcje rocznie). Są to przy tym aukcje w dwóch obszarach, odpowiadających dwóm ustawom: OZE i o rynku mocy (tę drugą lepiej byłoby nazwać ustawą o rynku inwestycyjnym). Ustawa OZE wprowadziła już do polskiej praktyki aukcje na źródła rozproszone OZE, w tym w obszarze gospodarki odpadami. Potencjalna ustawa o rynku mocy (o rynku inwestycyjnym) powinna wprowadzić aukcje zgodnie z następującym rankingiem: na DSM/DSR (w szczególności w segmentach zapotrzebowania kształtujących duże ryzyko deficytu mocy w KSE), na rewitalizację bloków węglowych 200 MW oraz na źródła rozproszone w obszarze dwóch restrukturyzacyjnych transferów paliwowych (gazu ziemnego i paliw transportowych).

Aukcje towarzyszące – rynkowe otoczenie rewitalizacji bloków 200 MW. Koordynacja rozwiązań aukcyjnych pozostających w gestii rządu (domena ustaw: OZE i o rynku mocy / rynku inwestycyjnym) jest kluczem do równoważenia wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK i budowy zasobów nowej energetyki NI/EP. Bloki 200 MW stanowią w procesie transformacji najcenniejszy istniejący zasób energetyki wytwórczej WEK, a sieci rozdzielcze SN/nN są jej najcenniejszym zasobem sieciowym (bo stanowią infrastrukturę rozwoju rynków NI/EP[⊕]). Z kolei DSM/DSR jest najcenniejszym istniejącym zasobem do wykorzystania w energetyce EP (w jej segmentach: przemysłowym, MSP, samorządowym i ludnościowym).

Aukcje na źródła OZE. Poniżej przedstawia się propozycję realizacji, za pomocą aukcji oraz *net meteringu*, pięciu programów inwestycyjnych w źródła OZE, kluczowych w kontekście przebudowy rynku WEK[⊖] w rynki NI/EP[⊕]. **Priorytetem** inwestycyjnym w segmencie OZE, w kontekście ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski do 2020 roku, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] w energetyce EP (przez prosumentów) źródeł PV o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła – źródło budynkowe do 40 kW). **Drugim** programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2025, jest zainstalowanie na rynkach

NI/EP[⊕] mikroźródeł biogazowych μ EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 1 tys. MW (moc jednostkowa źródła 10-40 kW) w energetyce EP/NI (gospodarstwa rolne średnio-towarowe, produkujących duże nadwyżki energii w stosunku do potrzeb własnych). **Trzecim** programem, do zrealizowania w horyzoncie 2030, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] elektrowni biogazowych EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 3 tys. MW (moc jednostkowa źródła 0,5-1 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). **Czwartym** programem, do zrealizowania w horyzoncie 2035, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP[⊕] elektrowni wiatrowych EW o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła 2-3 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). **Piątym** programem rozwojowym OZE, który musi być realizowany równoległe z czterema wymienionymi programami, jest program integracji gospodarki odpadami z rynkami energii elektrycznej NI/EP[⊕]. Potencjał tej integracji, jest związany z zasobami „substratów” pochodzących z gospodarki odpadami, możliwych do wykorzystania w technologiach o dużym efekcie synergicznym. Wstępne oszacowania wskazują, że osiągalna (w horyzoncie 2030) roczna produkcja energii elektrycznej powiązana z gospodarką odpadami, to około 3 TWh. Aukcyjną realizację pięciu programów należy zapewnić za pomocą *net meteringu* (jego konstrukcja i kalibracja są sprawą otwartą, w stosunku do rozwiązań wprowadzonych 1 lipca 2016 r. przez ustawę OZE), powiązanego ściśle z regulacjami dla klastrów i spółdzielni energetycznych.

Realizację pierwszego programu (priorytet) należy zapewnić za pomocą dynamicznego *net meteringu*, uwzględniającego wsparcie prosumenckich źródeł budynkowych PV od stopnia ich integracji z zasobnikami akumulatorowymi (konstrukcja i kalibracja takiego *net meteringu* jest sprawą otwartą, w stosunku do istniejących już rozwiązań wprowadzonych w ustawie OZE). Realizację programu drugiego należy zapewnić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych spółdzielni energetycznych obejmujących stacje transformatorowe SN/nN zasilające linie nN (regulacje dotyczące spółdzielni energetycznych zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane). Realizację programu trzeciego należy zapewnić za pomocą aukcji (stosowanych nie dłużej niż w horyzoncie 2025), a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane, konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw). Realizację programu czwartego należy zapewnić, tak jak w wypadku programu trzeciego, za pomocą aukcji (stosowanych nie dłużej niż w horyzoncie 2025), a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (ustawowe regulacje odległościowe dotyczące elektrowni wiatrowych muszą być zmodyfikowane; regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw). Znaczenie piątego programu jest związane z faktem, że celem tego programu powinno być przede wszystkim stworzenie w Polsce początkowych rozwiązań gospodarki obiegu zamkniętego (czyli wpisanie się w narastające, rozległe trendy europejskie i globalne).

Aukcje na DSM/DSR. Aukcje na DSM/DSR są praktycznie możliwe natychmiastowo w obszarze wielkiego przemysłu (wielkie przedsiębiorstwa przemysłowe są w pełni przygotowane do aukcji dających efekt redukcyjny zapotrzebowania na moc w KSE rzędu 2 tys. MW. Szacuje się tu, że aukcje w obszarze wielkiego przemysłu powinny być stosowane w horyzoncie 2020, w późniejszym okresie funkcje aukcji powinny być zastąpione (bez stosowania systemów wsparcia) przez taryfy dynamiczne i inne mechanizmy rynku CCR oraz przez prosumencki (w wielkim przemyśle) *net metering i self dispatching*. Dalej szacuje się, że w wypadku pozostałych odbiorców/prosumentów, przyłączonych do sieci SN/nN, jest już za późno na DSM/DSR (nawet realizowany przez integratorów). Potencjał dyfuzji do tego obszaru bardziej zaawansowanych informatycznie mechanizmów cenotwórczych, takich jak *net metering i self dispatching*, uzasadnia przejście do ich wdrażania na rynku NI/EP[⊕] z pominięciem mechanizmów DSM/DSR (mechanizmy *net meteringu i self dispatchingu*, chociaż bardziej wymagające pod względem informatycznym, są na pewno prostsze i efektywniejsze od mechanizmów DSM/DSR w kontekście kosztów transakcyjnych).

Aukcje w obszarze dwóch transferów paliwowych. Programem restrukturyzacyjnym o dużej wadze przyszłościowej (bezwzględnie trzeba go już modelować w procesie transformacyjnym energetyki w horyzoncie 2050) są dwa wielkie transfery paliwowe: gazu ziemnego oraz paliw transportowych na rynki energii elektrycznej NI/EP[⊕]. Transfery te będą się dokonywać wraz z elektryfikacją ciepłownictwa i transportu, i wraz z integracją gospodarki odpadami z rynkami NI/EP[⊕]. Potencjał **pierwszego** z tych transferów, to roczna produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego około 60 TWh. Z tego 40 TWh, to potencjał transferu gazu ziemnego z rynku produkcji ciepła w kotłach gazowych oraz z rynku budynkowej kogeneracji gazowej, ale także w źródłach *combi* z członem ciepłowniczym, na rynku WEK[⊖]. Dodatkowe 20 TWh, to transfer gazu ziemnego z rynku jego zastosowań procesowych w przemyśle chemicznym, w szczególności nawozów sztucznych. Ten transfer będzie możliwy, jeśli produkcja mocznika z gazu ziemnego w przemyśle chemicznym zostanie zastąpiona produkcją mocznika w instalacjach energetyczno-utylicacyjnych, których przykładem jest technologia C-GEN (ale także inne, podobne, synergiczne technologie). **Drugi** transfer na rynki NI/EP[⊕], związany z produkcją energii elektrycznej z paliw transportowych, jest możliwy dzięki mikro-źródłom wytwórczym, napędzanym między innymi silnikami dieslowskimi o sprawności około 40%; są to źródła o dużych możliwościach regulacyjno-bilansujących. Potencjał rocznej produkcji z energii elektrycznej związanej z drugim transferem, to około 80 TWh. Realizację programu restrukturyzacyjnego (dwóch transferów paliwowych) należy umożliwić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energetycznych, spółdzielni energetycznych, elektrowni wirtualnych i innych rozwiązań organizacyjno-technologicznych funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN; do pobudzenia programu mogą być wykorzystane także aukcje (jednak w okresie nie dłuższym niż do 2025 roku).

12 listopada 2016 r.