

Dylematy Energiewende

– niemiecka energetyka u progu historycznej restrukturyzacji

Przebudowa energetyki – największy program infrastrukturalny podjęty przez Niemcy po II wojnie światowej. Światowy kryzys naftowy z połowy lat 70 – tych XX wieku zwrócił uwagę opinii publicznej na zagadnienia wyczerpywania się zasobów i ochrony biosfery. Termin Energiewende został użyty po raz pierwszy na początku lat 80-tych w publikacji niemieckiego Öko-Institut (Instytutu Stosowanej Ekologii), w której stawia się tezę o konieczności odejścia od paliw kopalnych i energetyki jądrowej na rzecz odnawialnych źródeł energii. Z czasem terminem tym przyjęto nazywać program przekształceń w polityce energetycznej opracowany przez rząd niemiecki we wrześniu 2010 roku, przyjęty do realizacji w 2011 roku. Główne założenia programu Energiewende to zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do 80%- 95% do 2050 roku w stosunku do roku 1990, osiągnięcie 60% udziału energetyki odnawialnej w koszyku energetycznym, oraz zmniejszenie całkowitego zużycia energii o 50% w stosunku do 1990 roku (BMU, 2010). Oparcie wytwarzania energii o OZE oznacza stopniowe przechodzenie od energetyki scentralizowanej do energetyki rozproszonej charakteryzującej się obecnością wielu instalacji wytwórczych o niewielkiej i średniej mocy. Transformacja niemieckiej energetyki to największy program infrastrukturalny podjęty w tym kraju od zakończenia II Wojny Światowej (Morris & Peht, 2014).

Program "Energiewende" jest złożonym przedsięwzięciem, którego realizacja wymaga przezwyciężenia problemów nie tylko technologicznych, ale także legislacyjnych, politycznych i finansowych. Nic dziwnego, że problematyka przebudowy energetyki stała się przedmiotem ożywionej debaty publicznej. Pojawia się szereg pytań, na które trzeba niezwłocznie znaleźć odpowiedzi. W jaki sposób powinno się rozłożyć koszty programu? Skąd Niemcy będą czerpać energię w pochmurne, bezwietrzne dni? Jaka rola przypadnie elektrowniom węglowym w ramach przyszłego rynku energii? Rząd kanclerz Merkel stoi obecnie przed pilnym zadaniem sfinansowania kosztów likwidacji elektrowni jądrowych, w tym składowania odpadów promieniotwórczych (Dohmen & Hawranek, 2014). Operatorzy elektrowni jądrowych wywierają naciski na rząd aby pozwolił na utworzenie specjalnego funduszu publicznego, który przejąłby odpowiedzialność za wszelkie zadania związane z energetyką jądrową. Sytuację dodatkowo komplikują pozwy przeciwko rządowi federalnemu złożone przez operatorów elektrowni jądrowych, w następstwie jego decyzji o wcześniejszej rezygnacji z energetyki jądrowej (Steitz, 2014).

Kolejnym istotnym problemem, z którym zmagają się rząd kanclerz Merkel jest reorganizacja rynku energetycznego (Appunn & Thalman, 2014). W październiku 2014 roku rząd federalny wydał „Zieloną księgę” poświęconą problemom reformy elektroenergetyki Niemiec.

Federalny Minister Gospodarki i Technologii – Sigmund Gabriel – planuje sporządzenie „Białej księgi” zawierającej szczegółowe propozycje regulacji rynku energii, do maja bieżącego roku, natomiast wprowadzenie ostatecznych uregulowań prawnych na początku przyszłego roku, przy czym jak dotąd nie wiadomo jakie przybiorą one kształty (Schlandt, 2014).

Problemy związane z realizowaną likwidacją energetyki jądrowej. Wszyscy czterej operatorzy elektrowni jądrowych w Niemczech (E.ON, RWE, EbBW, Vattenfall) zostali zobowiązani przez rząd federalny do odkładania środków na pokrycie wszelkich kosztów wynikających z zakończenia programu energetyki jądrowej (Dohmen & Hawranek, 2014). Dotąd udało się przeznaczyć na ten cel około 36 mld euro (Steitz, 2014). Jednak sytuacja wcale nie wygląda różowo. Ciągle jeszcze nie udało się ustalić, pomimo wydatkowania na cel 1,6 mld euro, czy główne miejsce tymczasowego składowania odpadów, położone w Gorleben (Dolna Saksonia) spełnia wszelkie wymagania bezpieczeństwa. Ponadto nadal nie wiadomo gdzie ostatecznie zostaną zmagazynowane odpady radioaktywne. O skali ponoszonych wydatków świadczy fakt, że rozpoznanie pojedynczej potencjalnej lokalizacji składowiska pociąga za sobą koszty przekraczające 1 mld euro, przy czym poszukiwania mają być prowadzone jednocześnie w kilku miejscach. Likwidacja i zabezpieczenie każdej z dużych elektrowni jądrowych jak Gundremmingen B czy Isar 2 w Bawarii to koszt około 1 mld euro. W rezultacie wydaje się, że kwota 36 mld euro prawie na pewno nie wystarczy do sfinansowania rozbratu z atomem w Niemczech, ponadto trudno wyznaczyć górny pułap kosztów tego przedsięwzięcia.

Niepewność co do przyszłych kosztów przekłada się na ryzyko, które koncerny energetyczne najchętniej przerzuciłyby na barki rządu federalnego i podatników. Na początku ubiegłego roku szefowie E. ON – Johannes Teyssen, oraz RWE – Peter Therium, poinformowali rząd o planach utworzenia funduszu publicznego, który – jako przyszły właściciel istniejących elektrowni jądrowych, byłby odpowiedzialny za ich likwidację i składowanie odpadów radioaktywnych mając do dyspozycji kwotę 36 mld euro zebranych na ten cel przez koncerny energetyczne (Dohmen & Hawranek, 2014). W niedawnej rozmowie z dziennikarzem tygodnika Der Spiegel, Teyssen potwierdził gotowość do rozmów z rządem kanclerz Merkel w tej sprawie (Steitz, 2014). Paradoksalnie może się okazać, że przyjęcie oferty koncernów energetycznych może się okazać najlepszym wyjściem dla rządu federalnego. Sumaryczna wartość roszczeń koncernów energetycznych sięga 15 mld euro, ponadto – jeśli Federalny Trybunał Konstytucyjny oraz Trybunał Sprawiedliwości podtrzymają decyzję Trybunału Finansowego w Hamburgu – rząd będzie zmuszony zwrócić operatorom elektrowni jądrowych 5 mld euro pobranych tytułem podatku za użytkowanie uranu i plutonu. Podpisanie porozumienia w sprawie utworzenia funduszu publicznego może oznaczać, że operatorzy zrezygnują z części lub całości roszczeń wobec rządu federalnego.

Przejęcie odpowiedzialności za elektrownie jądrowe przez fundusz publiczny może przyspieszyć proces ich wycofywania z sieci, ponadto zabezpiecza wykorzystanie kwoty 36 mld euro z funduszu na likwidację energetyki jądrowej – dostęp do tych środków mógłby okazać się utrudniony lub wręcz niemożliwy w przypadku bankructwa któregoś z koncernów

jądrowych. Jednak zerwanie powiązań między koncernami energetycznymi a elektrowniami jądrowymi oznacza przejęcie przez rząd federalny całkowitej odpowiedzialności za dokończenie likwidacji energetyki nuklearnej, w tym konieczność poniesienia wszelkich, trudnych do oszacowania kosztów. Jeśli rząd federalny zdecyduje się na podjęcie negocjacji, powinien poczynić odpowiednie starania szybko – pierwsze wyroki w sprawach o odszkodowania wobec koncernów energetycznych zapadną zapewne na początku tego roku (Dohmen & Hawranek, 2014).

Czy rynek mocy, a jeśli to jaki? Stopniowe wyłączanie reaktorów jądrowych, którego zakończenie Niemcy zaplanowały na 2022 rok, w połączeniu z rosnącym udziałem OZE w koszyku energetycznym, stwarza konieczność utrzymywania rezerwowych mocy w systemie energetycznym, które byłyby uruchamiane w razie potrzeby. W sezonie zimowym 2014/2015 operator sieci Bundesnetzagentur zaplanował 3,1 GW takich mocy rezerwowych, jednocześnie przewidując, że za trzy lata zapotrzebowanie na nie ulegnie podwojeniu. Rolę zabezpieczenia systemu mogłyby spełniać konwencjonalne elektrownie na węgiel kamienny – tych Niemcy posiadają jeszcze dużo. Jednak zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną, w tym będące następstwem zastoju w gospodarce, oraz konkurencja ze strony OZE wspieranych finansowo przez państwo, czynią eksploatację wielu – zwłaszcza starszych – elektrowni węglowych (a także gazowych) nieopłacalną finansowo.

Można wyobrazić sobie dwa odmienne sposoby wyjścia z sytuacji. Z jednej strony istnieje możliwość całkowitego uwolnienia cen energii, co umożliwiłoby elektrowniom konwencjonalnym pobieranie wysokich opłat za energię w czasie gdy nadwyżka popytu nad podażą jest znaczna. Uzyskane kwoty znacząco poprawiłyby kondycję finansową elektrowni konwencjonalnych i tworzyłyby podstawę ich przetrwania na rynku. Projekt takiego rynku energii nazwany EOM 2.0 (Energy Only Market) został już opracowany.

Z drugiej strony rysuje się możliwość stworzenia równoległego (istniejącego obok rynku energii) rynku mocy, w którym elektrownie otrzymywałyby wsparcie finansowe ze strony rządu lub dostawców energii, za utrzymywanie w gotowości mocy wytwórczych, które mogłyby być uruchamiane w razie potrzeby. Carsten Pfeiffer z Niemieckiej Federacji Energii Odnawialnej (BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) opowiada się za wprowadzeniem rynku energii kształcie zbliżonym do EOM 2.0, z ewentualną możliwością utrzymywania pewnej rezerwy mocy w systemie energetycznym. Zdaniem Pfeiffera, rosnącą energooszczędność gospodarki spowoduje, że szczytowe zapotrzebowanie na energię będzie się stopniowo obniżać, co powinno zmniejszyć ryzyko wystąpienia niedoborów energii. W podobnym tonie wypowiada się Carsten Rolle – dyrektor Niemieckiej Izby Przemysłowo-Handlowej (Deutscher Industrie- und Handelskammertag).

Z kolei większość właścicieli elektrowni wytwarzających energię elektryczną w oparciu o paliwa kopalne, zrzeszonych w Federalnym Związku Gospodarki Energetycznej i Wodnej BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) popiera projekt tzw. zdecentralizowanego rynku mocy. Zgodnie z jego założeniami usługa utrzymywania w gotowości mocy wytwórczych miałyby pewną cenę, określoną przez dostawców energii na

podstawie znajomości potrzeb swoich klientów, czyli końcowych odbiorców energii. Klienci płaciliby więc nie tylko za dostarczoną energię (jak to ma miejsce na rynku energii), ale także za zapewnienie, że określone moce wytwórcze będą zawsze (czyli także podczas deficytu mocy) dla nich dostępne. Z kolei dostawcy energii płaciliby wybranym wytwórcom energii za utrzymywanie przez cały czas mocy wytwórczych w określonej wysokości. Zdaniem Hans-Joachima Recka, dyrektora generalnego Związku Usług Komunalnych (Verband Kommunaler Unternehmen), taki model rynku rozwiąże problemy związane ze zmniejszaniem się mocy wytwórczych w systemie energetycznym, poprzez nadanie bezpieczeństwu energetycznemu określonej ceny (BDEW, 2014).

Innym rodzajem rynku mocy, jest rynek scentralizowany, w którym wielkość mocy wytwórczych utrzymywanych w gotowości jest określona nie przez grę popytu i podaży lecz przez rząd federalny. W tym rozwiązaniu zaproponowanym przez Instytut Energetyki Uniwersytetu w Kolonii (Energie wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln), elektrownie będą oferować usługi utrzymywania mocy wytwórczych na aukcjach organizowanych przez władze centralne.

Ostatnim z branych poważnie pod uwagę rozwiązań jest propozycja rynku mocy „dwóch prędkości” autorstwa Felixa Matthesa z Öko-Institut. Zgodnie z jej założeniami starsze, mniej przyjazne środowisku elektrownie, oferowałyby usługę utrzymywania mocy na okres nie dłuższy niż 4 lata, natomiast nowsze elektrownie (w ich liczbie nowe elektrownie gazowe) na okres do 15 lat (Schlandt, 2014).

Ostateczny wybór sposobu organizacji rynku energii będzie podyktowany zarówno względami politycznymi jak i finansowymi, ponadto będzie oceniany pod kątem zgodności z założeniami Energiewende. Wprowadzenie wyłącznego rynku energii na wzór EOM 2.0 budzi silne protesty ze strony środowisk związanych z energetyką węglową. Według Franka Bsirske – przewodniczącego Zjednoczonego Związku Zawodowego dla Sektora Usług Verdi (Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft), brak rynku mocy może spowodować utratę 20 tysięcy miejsc pracy (1/3 całości) w sektorze energetyki węglowej. Istnieją też obawy czy znaczny wzrost cen energii w okresach nadwyżek popytu nad podażą będzie społecznie akceptowany. Przemysłowi odbiorcy energii mogą być zmuszeni do zaprzestania produkcji gdy ceny energii wzrosną powyżej określonego pułapu. Z drugiej strony funkcjonowanie wyłącznego rynku energii powinno przyczynić się do zwiększenia elastyczności popytu; np. odbiorcy będą zachęceni do planowania zużycia energii w taki sposób by ograniczyć swoje zapotrzebowanie w okresie niedoborów podaży.

Z kolei w sterowanym centralnie rynku mocy odbiory energii będą każdorazowo obciążani dodatkowymi opłatami przeznaczanymi na opłacanie usługi utrzymywania mocy w gotowości. Istnieje ryzyko, że ustalone rezerwy mocy zostaną ustalone decyzją polityczną na zbyt wysokim „bezpiecznym” poziomie (tak jak to miało miejsce w Zachodniej Australii po wprowadzeniu rynku mocy) co dodatkowo zwiększy opłaty dla odbiorców. Ponadto dotowanie elektrowni węglowych za utrzymywani mocy w gotowości budzi sprzeciw, ponieważ nie jest zgodne z założeniami Energiewende. Jak to obrazowo podsumował Carsten

Pfeiffer „Co prawda pacjent jest otyły, lecz jakimś cudem wykryto u niego anoreksję i teraz będzie na siłę karmiony”. Dodatkowych opłat dodawanych do rachunków za energię nie da się też uniknąć w zdecentralizowanym rynku mocy, przy czym będą one narzucane przez dostawców energii, a nie przez rząd federalny, co pozwoli politykom na uniknięcie odpowiedzialności za wzrost kosztów energii.

Dokładne oszacowania kosztów reorganizacji rynku energii nie są znane, jednak według modelu opracowanego przez firmę R2B na zlecenie Ministerstwa Gospodarki i Technologii Niemiec łączne koszty poniesione przez odbiorców energii do roku 2030 wyniosą dla sterowanego centralnie rynku mocy 15 mld euro, natomiast dla zdecentralizowanego rynku mocy 7 mld euro. Analogiczne wartości dla rynku mocy „dwóch prędkości” oraz dla rynku energii EOM 2.0 wynoszą 2,5 mld euro oraz 1,6 mld euro, odpowiednio. Należy zaznaczyć, że powyższe szacunki opierają się na wielu założeniach, które w praktyce nie muszą zostać spełnione. Czas pokaże, które z przedstawionych rozwiązań zostanie wprowadzone w życie (Schlandt, 2014).

--

Opracowanie – Tomasz Müller na podstawie:

Appunn, K. & Thalman, E. 08 December 2014: In the media: Fast-track law on power market design, a nuclear fund, wind parks and birds. Clean Energy Wire. (dostęp 15 stycznia 2015), [<http://bit.ly/1qjpk4f>].

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, June, 2014: Providing security of supply efficiently using market mechanisms.

BMU 2010: Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety): The Federal Government's energy concept of 2010 and the transformation of the energy system of 2011.

Dohmen, F. & Hawranek, D. 15 May 2014: Bad Banks for Nuclear Plants: Utilities Look to German Taxpayers. Spiegel Online International, (dostęp 15 stycznia 2015), [<http://bit.ly/1qHKloW>].

Morris, C. & Pehnt, M. 2014: Energy transition. The German Energiewende. Heinrich Böll Stiftung.

Schlandt, J. 28 November 2014: Germany mulls support for fossil fuel power plants. Clean Energy Wire. (dostęp 8 stycznia 2014), [<http://bit.ly/1sdUFq7>].

Steitz, C. 07 December 2014: E.ON open to talks over nuclear-decommissioning fund – Spiegel. Reuters. USA ed. (dostęp 15 stycznia 2015), [<http://bit.ly/1Aoodzd>].

--

Komentarz (TM). Kerstine Appunn jest dziennikarką portalu Clean Energy Wire specjalizującą się w zagadnieniach polityki klimatycznej i energetycznej. Ellen Thalman jest niezależną dziennikarką, jej teksty ukazują się min. w portalach D + C Development and Cooperation i Clean Energy Wire. Jakob Schlandt jest publicystą podejmującym tematykę polityki energetycznej, współpracującym z portalem Clean Energy Wire. Fundacja Heinricha Bölla (Heinrich-Böll-Stiftung e. V.) jest niezależną organizacją polityczną z siedzibą w Berlinie i oddziałami w 30 państwach świata, działającą min. na rzecz globalnej polityki klimatycznej.

System energetyczny Niemiec, a wraz nim cała gospodarka tego kraju, znajdują się w okresie głębokich przeobrażeń, zmierzających do zastąpienia energetyki jądrowej oraz tradycyjnej energetyki opartej o paliwa kopalne, przez systemy wytwórcze oparte na odnawialnych, rozproszonych źródłach energii. Powodzenie Energiewende może w istotny sposób ułatwić przekształcanie systemów energetycznych innych państw członkowskich UE, w tym Polski. Koszty utylizacji elektrowni jądrowych i paliwa jądrowego oraz organizacja nowego rynku energii to wiodące tematy debaty publicznej.

Komentarz specjalny (Jan Popczyk). Bieżącą sytuację w Niemczech trzeba analizować w kontekście dynamiki interakcji na drodze elektroenergetyki od monopolu i paramilitarnej energetyki jądrowej do EP (energetyka prosumencka). W wymiarze globalnym jest to droga rozpoczynająca się w szczególności w USA, ZSRR, Europie Zachodniej i w Japonii (gdzie dojrzały wszystkie charakterystyczne formy monopolu), a kończy się w UE, USA i Chinach (gdzie powstają wszystkie charakterystyczne polityczne i cywilizacyjne podstawy rozwoju EP, w tym: decyzje polityczne; technologie proefektywnościowe, OZE i ICT; *know how*; fabryki urządzeń dla EP). W kontekście kolejnych kryzysów jest to droga od ustawy PURPA w USA (1978-1982, po pierwszym kryzysie energetycznym); poprzez reformę liberalizacyjno-prywatyzacyjną w Wielkiej Brytanii (1984-1990); kryzys w Norwegii!!! (1991-1993); 3 unijne pakiety liberalizacyjne i polityka klimatyczno-energetyczna (1992 ...), kryzys japoński po Fukushima (2011 ...), chiński kryzys związany z katastrofą środowiskową (2008 ...) i obecny kryzys niemiecki (obecny polski kryzys w górnictwie węgla kamiennego i w elektroenergetyce wpisuje się w proces kryzysowej przebudowy energetyki, ale nie ma w tym procesie znaczenia, ma natomiast wielki negatywny wpływ na kondycję Polski). Stawia się tu hipotezę, że przesilenie niemieckie jest ostatnim wielkim przesileniem kryzysowym na drodze od monopolu w elektroenergetyce do EP – jest to przesilenie, w którym media niemieckie odchodzą od poprawności politycznej (tytuł z Der Spiegel: Prądowy potwór zjada Kanclerz) i zrywają maskę z korporacji energetycznej i całej jej klienteli.

Datowanie – 17.01.2015 r.