

Ceny energii elektrycznej w obliczu polityki energetycznej

Scenariusz węglowo-jądrowy dwukrotnie podbija ceny energii dla odbiorców

Niedoceniany czynnik kosztowy w krajowej polityce energetycznej

Obawy przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej przestały być czynnikiem istotnie ograniczającym swobodę decyzji inwestycyjnych w energetyce, przynajmniej tych podejmowanych centralnie. Państwowe firmy energetyczne rozumiały nowy przekaz polityczny tak, że przy inwestycjach realizowanych pod hasłem poprawy bezpieczeństwa energetycznego można oczekiwać istotnie większych cen energii, a winą za podwyżki cen dla odbiorców końcowych zawsze będzie można obciążyć politykę klimatyczną UE. Tezę tę potwierdza determinacja rządu do podwyższania na rachunkach za energię opłaty „przejściowej”, czy chęć wprowadzania opłaty „mocowej”, które zasadniczo mają wspierać sektor węglowy. Na zapas podwyższona została też „opłata OZE”. Wobec słabości realnego wsparcia dla energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej, także te proklimatycznie zorientowane branże z nadzieją oczekują wzrostu cen energii. Tylko odbiorcy energii, w większości, nie są jeszcze świadomi trendów cenowych.

Od czasu utworzenia Ministerstwa Energii w strukturze Rady Ministrów, które bezpośrednio nie odpowiada za gospodarkę, żadne inne ministerstwo, ani nawet organ administracji (osłabiana jest pozycja regulatora rynku) nie dysponują wystarczającymi kompetencjami formalnymi (też odpowiednią kadram i tzw. „ekspertyzą”), aby dostarczać kontrargumenty przy podejmowaniu nadmiernie kosztotwórczych decyzji (np. kształt rynku mocy, centralizacja i monopolizacja rynku, wybiórcze i nieuzasadnione wsparcie niektórych technologii), czy formułowaniu kosztownych koncepcji energetycznych, np. takich jak zgłaszane ostatnio pomysły masowego rozwoju energetyki jądrowej (jak się wydaje z powodu polityki klimatycznej). Chaosowi decyzyjnemu i miotaniu się pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym i środowiskowym, przy jednoczesnym niedocenianiu konkurencyjności sektora energii i gospodarki, sprzyja brak polityki energetycznej i szerokich konsultacji zgłaszanych propozycji. Pomimo, że tego typu decyzje mogą obciążać kosztami kilka pokoleń, w Polsce żadna instytucja państwowa w dłuższej perspektywie oraz w sposób ciągły nie prognozuje cen energii elektrycznej w hurcie i nie analizuje skutków decyzji dotyczących odbiorców końcowych. Konieczność rozwiązania, tworzonych także przez obecny rząd, problemów gospodarczych i społecznych spadnie na przyszłe rządy, zawężając ich polityczne pole manewru.

Nie wszędzie politycy mają taką strukturalną swobodę decydowania o wzroście kosztów energii w przyszłości i nie wszędzie nie ma monitorowania *ex ante* skutków decyzji. Brytyjskie Ministerstwo Biznesu, Energii i Strategii Przemysłowej (BEIS), które patrzy szerzej niż tylko na sektor energii, zleciło niezależną analizę kosztów energii elektrycznej („Cost of Energy Review”, BEIS’2017) prof. Dieterowi Helmowi, pracownikowi Uniwersytetu w Oxfordzie, doradcy Komisji Europejskiej, który doradzał m.in. przy opracowaniu „Energetycznej mapy drogowej ‘2050’”. Choć jest on zwolennikiem dekarbonizacji i energetyki jądrowej, zachował obiektywizm i bezstronny krytycyzm wobec polityki swojego rządu. Można to pokazać na przykładzie jego oceny polityki klimatycznej i wsparcia dla energetyki jądrowej. Wg raportu, koszty "dekarbonizacji" i polityki społecznej w brytyjskiej energetyce stanowią ok. 20% wysokości rachunków za energię elektryczną, a w 2030 r. konsumenci zapłacą ponad 100 miliardów funtów. Helm twierdzi, że większą dekarbonizację można było osiągnąć niższymi kosztami, a w bardziej odległej perspektywie czasowej koszty te powinny spadać. Ma świadomość, że w przeszłości koszty wsparcia OZE były wyższe (zauważa, że koszty morskiej energetyki wiatrowej spadły od 2015 roku aż o 50% i stały się niższe niż energii jądrowej), a energetyki jądrowej były kiedyś niższe, ale obecnie mogą rosnąć. Dlatego chce pogrupować i wydzielić stare, odziedziczone koszty dopłat („legacy costs”, w tym parapodatki), co pomogłoby w

określeniu rzeczywistej konkurencyjnej hurtowej ceny energii elektrycznej oraz przyszłych parapodatków dla odbiorców, które również powinny spadać. Helm zauważa, że krytyczne znaczenie ma to, w jakim stopniu i w jakim terminie zostaną zrealizowane obecne ambicje nuklearne rządu, zarówno jeśli chodzi o ilość nowej mocy jak i hipotetyczne terminy ich powstania. Przywołując przykładzie niezwykle kosztowanego „retrofitu” elektrowni Hinkley Point (wieloletni kontrakt różnicowy na energię z tej budowanej właśnie elektrowni opiewa na kwotę 92,5 GBP/MWh¹), dostrzega ogromną niepewność, także dla operatora systemu, który nigdy nie wie czy blok jądrowy powstanie i kiedy. Helm nie odrzuca opcji jądrowej (odbudowy istniejących bloków- obecnie 9.5 GW), ale jego ostateczną konkluzją jest, że niezachowanie ostrożności planistycznej i regulacyjnej w tym newralgicznym zakresie (atom) może spowodować gwałtowne skoki cen na rynku hurtowym. Rząd te przestrogi przyjął, pracując nad nową strategią energetyczną i poddając ją pod konsultacje. Rekomendacje Helma nie są, niestety, wprost replikowalne dla Polski. W Wielkiej Brytanii chodzi o odbudowę i utrzymanie niezbyt dużego udziału istniejących i nie tak silnie zużytych jak we Francji bloków jądrowych. Obecnie nawet Francja nie jest w stanie udźwignąć kosztów pełnej odnowy (*repowering*) swojej przestarzałej generacji atomowej, a co dopiero gdy kraj europejski chce tworzyć sektor jądrowy praktycznie od zera.

Ryzyka kosztowe związane z polityką energetyczną nie są w Polsce analizowane i nie ograniczają nadmiernie swobody decyzji polskiego rządu. Zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Energii, przygotowywanie krajowej strategii energetycznej wkracza w fazę finalną, a pierwszy oficjalny projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. ma zostać opracowany do końca br. W obliczu istotnego wyeksploatowania znacznej części zasobów wytwórczych, rosnącego zapotrzebowania na moc² oraz coraz bardziej restrykcyjnych norm środowiskowych nakładanych na sektor wytwarzania, zgodnie z realizowaną polityką klimatyczną UE (opublikowane konkluzje BREF/BAT, planowana reforma systemu ETS mająca na celu wzrost cen uprawnień do emisji, wyłączenie wsparcia polskich inwestycji węglowych z tzw. „funduszu modernizacyjnego”), nikt nie ma wątpliwości, że chodzi o wielomiliardowe inwestycje.

Zaskakująco pro-klimatyczne, ale kosztotwórcze koncepcje nowej polityki energetycznej

Ministerstwo Energii (ME) przedstawiło wstępne zapowiedzi odnośnie przygotowywanej polityki energetycznej. Wynika z nich, że do 2040 udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej zostanie zmniejszony do poziomu 50% i utrzymany do 2050 roku, a najszybciej rosnącą technologią ma być energetyka jądrowa. Są to propozycje stricte polityczne. Częścią bardzo ambitnego planu ME jest to, że pierwszy blok jądrowy ma zostać oddany do użytku w 2031 roku, a w 2040 udział energii jądrowej może dochodzić do 25% (w kolejnych deklaracjach ministrów podawane moce jądrowe są coraz wyższe), co w przeliczeniu na moc zainstalowaną może wynieść 7-10 GW. Z kolei energetyka odnawialna (łącznie z odpadami) pozostałaby z niewielkim udziałem rządu 15-20%, a pozostałe 5% przypadłoby energetyce gazowej. Wewnątrz rządu rośnie polityczny konsensus w tej sprawie. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju i stojące za nią Ministerstwo Rozwoju otwierają możliwość rozwoju energetyki jądrowej. Pełnomocnik Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej Piotr Naimski w najnowszej wypowiedzi z 10 listopada br.³ zgodził się i potwierdził, że udział energetyki jądrowej w strukturze wytwarzania energii perspektywie 2040 miałby stanowić 20%

¹ Więcej: *OZE tańsze ale atom szybszy i skuteczniejszy w ubieganiu się o wsparcie*. URL <http://bit.ly/2jaAPdA>

² PSE S.A. *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035*

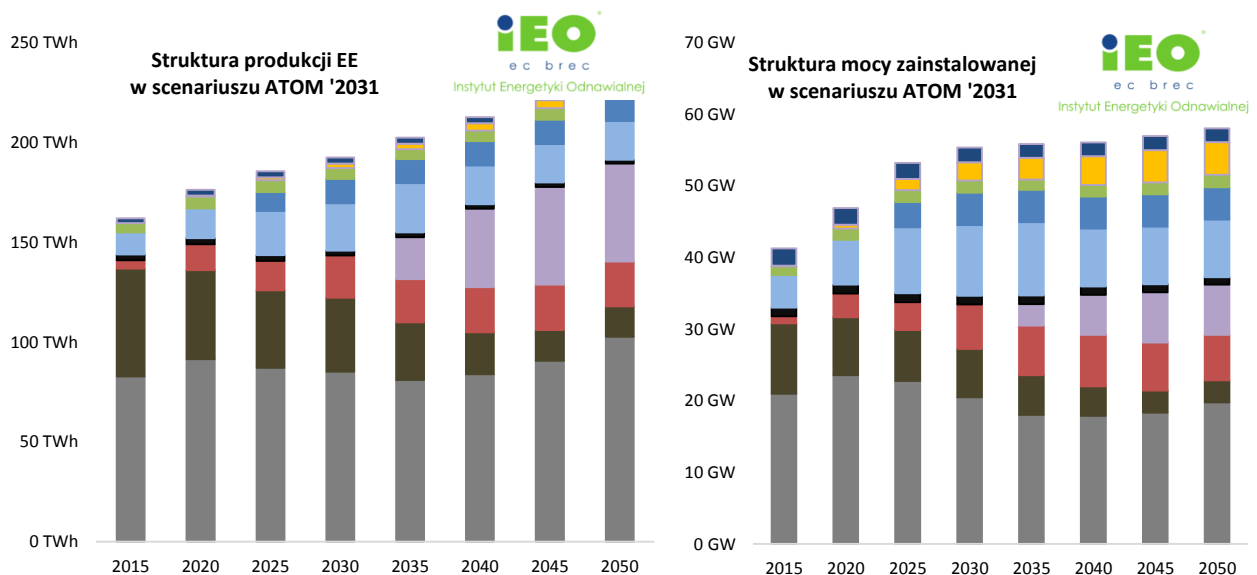
³ Naimski: ME do końca roku będzie kończyło projekt polityki energetycznej do 2040 r. URL: <http://www.cire.pl/item,154084,1,0,0,0,0,naimski-me-do-konca-roku-bedzie-konczylo-projekt-polityki-energetycznej-do-2040-r.html>

(ok. 5-6 GW mocy zainstalowanej), energetyki węglowej 50%, a OZE 20%. Względem wcześniejszych wypowiedzi ministra i wiceministrów energii nieco wyższy ma być udział źródeł gazowych (ok. 10%), ale generalnie wypowiedzi te wskazują na rodzący się konsensus (rezerwę wykazuje tylko Ministerstwo Środowiska).

Powyższe deklaracje są na tyle konkretne, że można, a nawet wypada poddać je wstępnej weryfikacji ekonomicznej, a zwłaszcza te najbardziej konkretne wychodzące z ME. Nawet jeżeli nie są to jeszcze oficjalne dane, to niosą za sobą poważny bagaż kosztów, które do tej pory nie były przedmiotem żadnej refleksji. Przy odpowiednim modelu ekonomicznym rynku energii i systemu energetycznego można już na tym etapie ocenić, jak powyższe propozycje przełożyć się mogą na ceny energii.

Na podstawie powyższych zapowiedzi i własnego modelu IEO opracował scenariusz (nazywany w dalszej części „Scenariuszem ATOM '2031) rozwoju krajowego „mixu” elektroenergetycznego w perspektywie 2040, w wersji z progresywnym rozwojem energetyki jądrowej do 7 GW w 2050 r. Pozostałe założenia w scenariuszu bazowym przyjęto zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami rządowymi (hamowanie rozwoju OZE, kontynuowanie rozwoju energetyki węglowej, ostrożne wprowadzenie gazu).

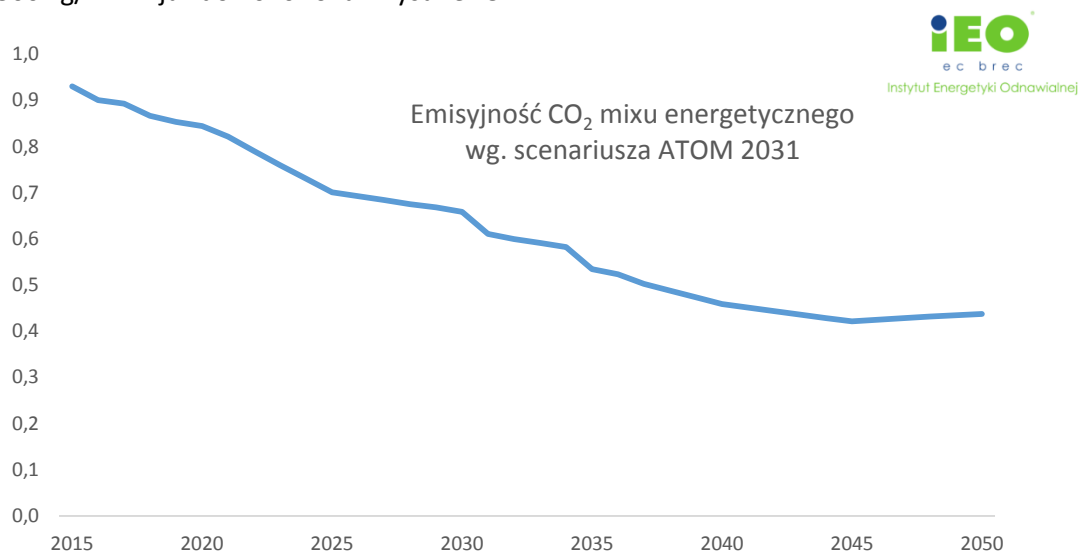
Można postawić tezę, że niespotykane wcześniej nakierowanie na politykę najnowsze „atomowe” propozycje (autorzy pomijają ew. ambicje militarne) są kolejnym „impulsowym” efektem zabiegania ME o akceptację ze strony Komisji Europejskiej (KE) wprowadzenia w Polsce tzw. „rynku mocy” w obecnie procedowanej formie, służącej subsydiom dla modernizacji elektrowni węglowych. Dalsze inwestowanie w energetykę węglową, nawet w przypadku zastosowania najlepszych i najnowocześniejszych dostępnych technologii, nie pozwoliłoby bowiem na realizację generalnych wymagań UE w zakresie dekarbonizacji, zawartych w „Pakiecie zimowym”, a w szczególności na spełnienie wymogu, aby nowe wspierane źródła (każde oddzielnie) spełniały wymóg emisji CO₂ poniżej progu 550 kg/MWh. Argument w negocjacjach w postaci zobowiązania się Polski do tego, że emisje w całym systemie mogą spaść poniżej tego progu, nawet jeżeli pojedyncze elektrownie emitują znacznie więcej, może być przedmiotem rozmów, o ile jest realistyczny i w praktyce nie natrafi na ograniczenia ze strony limitów emisji innych szkodliwych substancji (konkluzje BAT itd.).



Rys. 1 i 2 Struktura mixu elektroenergetycznego i mocy zainstalowanej w rozpatrywanym scenariuszu.

Oprac. wł. IEO

Realizacja ww. scenariusza z założonym wysokim tempem rozwoju energetyki jądrowej - zaprezentowanego na rysunkach 1 i 2, odpowiadającego kierunkowo ostatnim wypowiedziom przedstawicieli rządu, pozwoliłaby na obniżenie średniej emisji CO₂ z systemu energetycznego poniżej 500 kg/MWh już do 2040 roku – rysunek 3.



Rys. 3 Średni poziom emisji CO₂ z systemu energetycznego w scenariuszu ATOM 2031 Oprac. wł. IEO

Jednoczesne inwestowanie w energetykę jądrową i w dalszym ciągu w energetykę węglową niesie za sobą wysokie nakłady inwestycyjne (zwłaszcza w przypadku energetyki jądrowej), jak i koszty operacyjne (rosnące ceny węgla i opłat środowiskowych). Właśnie dlatego kwestią pierwszorzędą dla odbiorców końcowych energii staje się pytanie o przyszłe ceny energii elektrycznej.

Wysokie ceny energii w obecnie realizowanym scenariuszu węglowym do 2030 i długoterminowe skutki drogiego scenariusza jądrowego

Nieuchronny, w takiej sytuacji, wzrost kosztów wytwarzania wynikał będzie w głównej mierze z:

- konieczności wprowadzania do systemu nowych mocy wytwórczych oraz modernizacji istniejących
- rosnących cen paliw energetycznych⁴, a w szczególności węgla
- rosnących cen uprawnień do emisji CO₂⁵

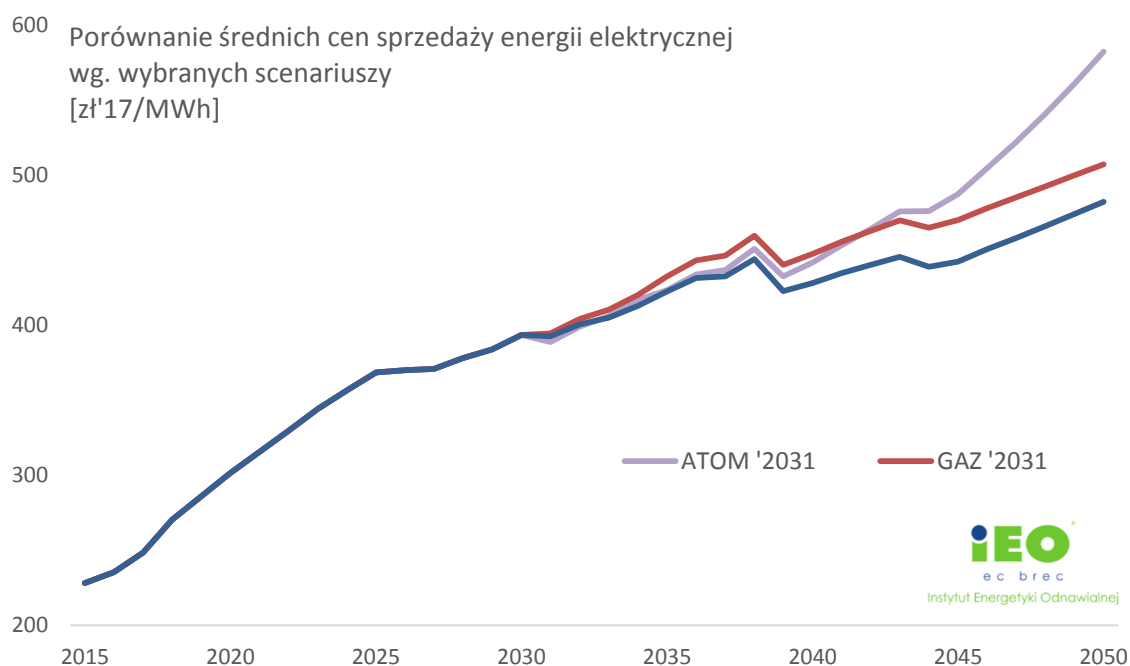
IEO przygotował analizę przyszłych cen energii elektrycznej w oparciu o koszty wytwarzania związane z realizacją obecnego i zarysowanego przez rząd na przyszłość scenariusza, uwzględniając powyższe założenia (znaczące wzrost zapotrzebowani na energię, kontynuacja inwestycji w moce węglowe do 2030 roku w ramach runku mocy, a następnie rosnąca wzrost energii z elektrowni jądrowych) oraz uwzględniając marzę handlową przedsiębiorstw energetycznych. Wyniki zestawiono z alternatywnymi scenariuszami, w których po inwestycjach węglowych budowę bloków jądrowych zastąpiono odpowiednio blokami gazowymi i morskimi farmami wiatrowymi. Autorzy nie analizowali istotnej zmiany obecnie zapowiadanej polityki inwestycyjnej przed 2020 rokiem i alternatywnej w

⁴ Do analizy przyjęto tempo wzrostu cen nośników energii na podstawie następujących opracowań: WEO 2016 (gaz), opracowania ME (węgiel), scenariusz referencyjny IEO (biomasa)

⁵ Do analizy wykorzystano jedną z najbardziej wyważonych i mieszczących się w średniej z wielu innych prognoz tworzonych na rynek UE, prognozę Thomson Reuters (2017) do 2030, po 2030 przyjęto tempo wzrostu 2,5% r/r.

stosunku do modernizacji elektrowni węglowych ścieżki inwestycyjnej w latach 2021- 2030 roku, co dałoby możliwość zoptymalizowania i znaczącego obniżenia silnie wzrastających trendów cenowych w pierwszym okresie prognozy. Wyniki analizy zostały zaprezentowane na poniższym wykresie – rysunek 4. Wyniki wskazują na szybki wzrost cen energii (liczonych jeszcze bez uwzględnienia kosztów związanych z przesyłem i dystrybucją) wywołanych polityką pro-węglowa z obecnych niemal 250 zł/MWh do niemal 370 zł/MWh w 2025r., a następnie jeszcze szybszy wzrost wywołany polityką pro-jądrową - z niemal 395 zł/MWh w 2030r. do ponad 580 zł/MMh w 2050 roku (w walucie z 2017 roku).

Można się nawet zgodzić z tezą, że wybudowanie w Polsce pierwszych kilku GW w blokach jądrowych w krótkoterminowej perspektywie, z uwagi na rozkładanie kosztów na wiele lat (oczywiście pod warunkiem znalezienia finansowania i dodatkowego znaczącego obciążenia podatnika kosztami przygotowania całego systemu) może uniezależnić gospodarki energetycznej od rosnących cen węgla, gazu oraz uprawnień do emisji CO₂. Niestety, po niezwykle szybkim wzroście kosztów do 2030 roku, uruchomienie bloków jądrowych w 2031 roku wywoła skumulowanie potężnych nakładów inwestycyjnych związanych z budową kolejnych elektrowni atomowych i w konsekwencji spowoduje istotny wzrost bieżących kosztów generacji w kolejnych latach.



Rys. 4 Wyniki przeprowadzonej analizy dot. wzrostu cen energii elektrycznej w związku z realizowaną polityką energetyczną do 2030 roku oraz alternatywnymi koncepcjami inwestycyjnymi po 2030 roku Oprac. wł. IEO

Porównanie nakładów inwestycyjnych związanych z realizacją planów ME (scenariusz bazowy ATOM '2031) oraz dwóch hipotetycznych, alternatywnych scenariuszy, w latach 2031-2050, przedstawiono w poniższej tabeli 1.

Tab.1 Zestawienie nakładów inwestycyjnych (CAPEX) w rozpatrywanych scenariuszach na technologie: EJ, gaz, MFW w [zł'2017]

	ATOM '2031	GAZ '2031	MFW '2031 ⁶
bloki jądrowe	180 mld	0	0
bloki gazowe	18 mld	40 mld	18 mld
MFW	30 mld	30 mld	160 mld

⁶ MFW (skrót) – Morskie Farmy Wiatrowe

Dodatkowe nakłady inwestycyjne CAPEX w systemie energetycznym na bloki jądrowe wynoszą 180 mld zł. To samo zapotrzebowanie na energię można pokryć inwestując alternatywnie w bloki gazowe – wówczas CAPEX to ok. 22 mld zł, lub w morskie farmy wiatrowe (MFW) – w takim przypadku CAPEX to ok. 130 mld zł. Scenariusz jądrowy spowoduje istotne nasilenie trendu wzrostowego cen energii, a efekt zapowiadanej polityki będzie najbardziej widoczny w perspektywie 2050 roku – tabela 2.

Tab.2 Wyniki przeprowadzonej analizy: średnie ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w [zł/17/MWh]

	2030	2040	2050
ATOM '2031	394 ⁷	442	582
GAZ '2031		448	507
MFW '2031		428	482

Największe ryzyko realizacji scenariusza, a w szczególności wzrostu kosztów i ryzyko terminowe dotyczy budowy bloków jądrowych (wariant ATOM'2031). Największe szanse na szybsze niż przyjęto obniżenie kosztów ma oczywiście wariant MFW'2031. Najtrudniej przewidzieć długoterminowy trend w kształtowaniu się cen gazu i uprawnień do emisji CO₂.

Wpływ przedstawionych koncepcji planowanej polityki powinien być rozpatrywany w zdecydowanie dłuższym horyzoncie czasowym. W przypadku realizacji zapowiadanego scenariusza (ATOM '2031), w latach 2040-2050 należy spodziewać się ok. 31 procentowego wzrostu cen. Alternatywa gazowa pozwoliłaby ograniczyć skalę wzrostu w tym okresie do 13%, czyli do poziomu, który mógłby być zapewniony również przez wariant MFW'2031, ale ten ostatni scenariusz zapewniłby najniższe wartości bezwzględne cen energii elektrycznej. Połączenie obu ostatnich scenariuszy, tj. elastycznych bloków gazowych oraz znacznego potencjału bałtyckich farm wiatrowych umożliwiłoby realizację wspólnotowych celów klimatycznych oraz ograniczyłoby impuls wzrostu cen energii.

Dalsza szczegółowa analiza kosztów prowadzenia polityki energetycznej (zostanie przeprowadzona w drugiej części artykułu) może przybliżyć, w jaki sposób segment hurtowy handlu energią zareaguje na planowaną strategię energetyczną i czy nie zderzymy się z brakiem konkurencyjności na europejskim rynku energii (Polska już obecnie ma jedne z najwyższych cen energii w regionie) albo nie przekroczymy progu akceptowalności kosztów przez odbiorców energii. Można się spodziewać, że, niestety, trend wzrostowy cen energii w hurcie będzie podążał za przewidywanym trendem wzrostowym analizowanych wcześniej pełnych kosztów generacji i jednocześnie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców w kraju. Bardzo prawdopodobnym jest to, że kosztami prowadzenia polityki energetycznej będą obciążane nie tylko małe i średnie firmy (obecnie doświadczane najbardziej nieproporcjonalnie wysokimi kosztami energii w grupach taryfowych „C”), ale w coraz większym stopniu także gospodarstwa domowe.

Nie bez powodu kolejne pakiety klimatyczno-energetyczne UE łączą rozwój OZE, efektywności energetycznej i ochrony klimatu, gdyż ta kombinacja daje najniższe koszty. Proponowane obecnie przez rząd rozwiązania: poprawa efektywności sektora węglowego i rozwój energetyki jądrowej łagodzą jedynie skutki klimatyczne, ale nie są kosztowo optymalne oraz zamykają drogę nowym technologiom i rozwojowi elektromobilności. Koszty zapowiadanej polityki energetycznej powinny być poddane monitoringowi, ocenie wpływu na gospodarkę i kontroli społecznej.

Modelowanie sektora energetycznego i analizy: ©Instytut Energetyki Odnawianej sp. z o.o.

Autorzy: Grzegorz Wiśniewski, Bartłomiej Pejas

Kontakt: biuro@ieo.pl

Warszawa, 20 listopada 2017 r.

⁷ Scenariusz realizacji inwestycji węglowych wg koncepcji rynku mocy