



Program: Klimat i Energia

Analizy i opinie

w cyklu:

„Zmiany klimatu: wyzwania dla gospodarki”

Nr 4(listopad)/2009

„Ocena potencjału realizacji celów Pakietu 3X20, w szczególności w aspekcie redukcji emisji za pomocą różnych technologii”

Prof. dr hab. inż. Jan Popczyk



Postępujące zmiany klimatyczne mają wpływ na politykę, gospodarkę i na codzienne życie Polaków. Stanowią one globalne wyzwanie nie tylko dla polityków, ale dla całych społeczności, jak również dla każdego z nas.

Mając na uwadze złożoność problemów związanych ze zmianami klimatu, dostrzegamy pilną potrzebę debaty publicznej angażującej szerokie spektrum partnerów, w tym przedstawicieli świata polityki, nauki, środowisk biznesowych, administracji publicznej oraz organizacji pozarządowych.

Wierzymy, że szanse i zagrożenia związane ze zmianami klimatu powinny być odzwierciedlone w priorytetowych założeniach polskiej polityki wewnętrznej i zewnętrznej oraz na forum Unii Europejskiej i ONZ.

Widzimy potrzebę działań, szczególnie ze strony instytucji szeroko rozumianego społeczeństwa obywatelskiego, zmierzających do podniesienia świadomości społecznej w zakresie zmian klimatycznych oraz wynikających z nich konsekwencji dla Polski.



OCENA POTENCJAŁU REALIZACJI CELÓW PAKIETU 3X20, W SZCZEGÓLNOŚCI W ASPEKTCIE REDUKCJI EMISJI, ZA POMOCĄ RÓŻNYCH TECHNOLOGII

Teza. *Polska wchodzi (w obszarze całej energetyki) w etap konfrontacji tradycyjnych polityk branżowych z aktywnością niezależnych inwestorów (branżowych, finansowych) oraz nowymi multienergetycznymi strategiami regionalnymi (wojewódzkimi) i gminnymi, a także aktywnością interesariuszy z obszaru rolnictwa. W szczególności nasila się niewspółmierność polityk/strategii/planów/kontraktów (i wynikającej z nich podaży paliw i energii) oraz rzeczywistych potrzeb gospodarki. Pojawiają się przesłanki do tezy, że narastająca presja inwestycyjna doprowadzi do wytworzenia energetyki nadmiarowej, a co najmniej przyczyni się do powstania wielkich kosztów na drodze do takiej energetyki (kosztów związanych z „przygotowaniami” do nietrafionych inwestycji, jeśli nawet te nie zostaną zrealizowane).*

Punkt wyjścia: inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska (emisji CO₂) do kosztów paliwa

Wyniki inkorporacji przedstawia tabela 1. Podkreśla się, że inkorporacja stanowiąca źródło środków pozyskiwanych przez państwo w trybie podatku musi spowodować znaczną zmianę przepływów finansowych między sektorami: prywatnym i publicznym (odbiorcami, przedsiębiorstwami i państwem). Wykorzystanie tak wielkich środków (rocznie 51 mld zł) jest ważną sprawą z punktu widzenia strategii rozwoju państwa.

Efektywne wykorzystanie środków mogłoby się wiązać z przejściowym finansowaniem energetyki odnawialnej/rozproszonej (energetyki poza obszarem nonETS). Taki sposób wykorzystania środków, wymaga uzgodnień unijnych o dużym stopniu złożoności (nadaje się na linię przewodnią polskiej prezydencji w 2011 roku).

Tabela nr 1. Koszty środowiska inkorporowane do kosztów węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz do gazu ziemnego, łączne dla polskiej energetyki (elektroenergetyki i ciepłownictwa) wielkoskalowej i rozproszonej

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska	Rynek energii końcowej
	mld zł	mld zł	TWh/rok
Węgiel kamienny	21	21 + 29	300
Węgiel brunatny	6	6 + 11	40
Paliwa transportowe	(38 + 18)	(38 + 18) + 7	50
Gaz ziemny	12	12 + 4	84

* Tabelę opracowano z wykorzystaniem monografii „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski” (Pod redakcją Jana Popczyka. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009).

Grube oszacowanie polskich celów Pakietu 3x20 i główne narzędzia ich realizacji

Nadanie Pakietowi 3x20 specjalnego znaczenia oznacza, że jego cele i mechanizmy trzeba jak najszybciej dokładnie rozpoznać. Za pierwsze oszacowanie celów proponuje się przyjąć wartości przedstawione w tabeli 2. Podkreśla się, że do oszacowania wymaganego udziału energii odnawialnej w rynku paliw transportowych założono obecną perspektywę rozwoju tego rynku, tzn. wykorzystanie biopaliw pierwszej generacji (estry, etanol). Rozwój rynku samochodów elektrycznych całkowicie zmieni tę perspektywę. Z kolei do wyznaczenia celu w zakresie redukcji emisji CO₂ przyjęto cały rynek tych emisji (ETS i nonETS). W tym wypadku założono, że pojawią się odpowiednie regulacje prawne w UE (kompletne) i w Polsce na rzecz takiego rozwiązania.

Tabela nr 2. Polskie cele Pakietu 3x20 (wyliczone dla horyzontu 2020, przy uwzględnieniu trendu „business as usual.”

Cele	[%]	Wartości bezwzględne
Udział energii odnawialnej	15	96 [TWh]
- w tym paliw transportowych	10	21 [TWh]
Redukcja emisji CO ₂	20	60 mln [t]
Poprawa efektywności energetycznej	20	180 [MWh]

W tabeli 3 przedstawiono „narzędzia” zapewniające realizację celów Pakietu 3x20. Podkreśla się, że tak skonstruowane narzędzia działają przede wszystkim na rozwój energetyki rozproszonej. To oznacza, że chociaż obowiązek rozliczenia celów Pakietu 3x20 będzie należał do poszczególnych krajów członkowskich, to właśnie w wymienionych narzędziach, i w procesach „od dołu do góry”, należy szukać podstaw pod restrukturyzację gospodarki energetycznej (branżowa gospodarka energetyczna będzie stopniowo zastępowana gospodarką na poziomach: od prosumenta, poprzez gminę/miasto, kraj, aż do UE).

Tabela nr 3. Narzędzia realizacji Pakietu 3x20.

Technologia/mechanizm	Współczynnik/rozwiązanie
Samochód elektryczny	Mnożnik 2,5 przy zaliczaniu do celu energii elektrycznej (odnawialnej) wykorzystanej do napędu samochodu
Pompa ciepła	Zaliczenie do celu ciepła produkowanego przez pompę
Paliwa drugiej generacji	Mnożnik 2 przy zaliczaniu paliw do celu
Aukcjonowanie emisji CO ₂	Plan (harmonogram) redukcji emisji wolnej od opłaty, cena uprawnień do emisji (cena referencyjna Komisji Europejskiej dla potrzeb decyzji inwestycyjnych: 40 euro/tona CO ₂)

Samochód elektryczny

W kontekście uwag sformułowanych do tabeli 3, dotyczących celu związanego z rynkiem paliw transportowych, podaje się przykład efektywności technologii, która całkowicie odmieni energetykę. Jest to mianowicie spektakularne porównanie samochodu na biopaliwa pierwszej generacji z samochodem elektrycznym, tabela 4. Wyniki te mają charakter fundamentalny (fizyczny).

Wyniki przedstawione w tabeli 4 nie pozostawiają wątpliwości odnośnie możliwości wypełnienia przez Polskę celów Pakietu 3x20. Jest jednak jasne, że odbędzie się to z naruszeniem interesów istniejących grup biznesowych (korporacyjnych), i z wytworzeniem nowych grup interesów rynkowych, bardziej ukierunkowanych na konkurencję i na gminy/miasta.

Tabela nr 4. Wyniki wykorzystania 1 ha gruntów rolnych na rynku transportu, przy zastosowaniu samochodu tradycyjnego (z silnikiem wysokoprężnym) i elektrycznego.

Lp.	Wielkości	Samochód	
		tradycyjny	elektryczny
1.	Rzepak i buraki energetyczne, odpowiednio Energia pierwotna, w jednostkach naturalnych	estry 1,0 tona	biometan 8 tys, m ³
2.	Energia pierwotna	11 MWh	80
3.	Energia końcowa	11 MWh	32 MWh _{el} + 36 MWh _c
4.	Przejechana droga [tys. km]	40	119
5.	Energia zaliczona do zielonego celu w Pakiecie 3x20	11 MWh	32 MWh _{el} ·2,5 + 36 MWh _c = 112 MWh

Pompa ciepła

Samochód elektryczny jest technologią, która na całym świecie dopiero nadchodzi. Pompa ciepła jest natomiast w wielu krajach (np. w Szwecji) technologią powszechnie stosowaną. W innych krajach rynek pomp ciepła wszedł już w fazę bardzo szybkiego rozwoju. Na przykład w 2007 roku nastąpił gwałtowny wzrost liczby zainstalowanych pomp ciepła we Francji i w Niemczech (50 i 45 tys. pomp, odpowiednio). W wyniku działania rozwiązań Pakietu 3×20 (zaliczenia ciepła produkowanego w pompach ciepła do celu dotyczącego udziału energii odnawialnej w rynkach końcowych) ten trend będzie się umacniał w całej UE. Dlatego trzeba rozpocząć pilnie analizy dotyczące wykorzystania pomp ciepła w Polsce. Chodzi mianowicie o zastosowanie najmniejszych pomp przez prosumentów (właścicieli indywidualnych domów). Dalej, zastosowanie średnich pomp przez deweloperów (budujących osiedla), przez inwestorów biurowców, a także w obiektach użyteczności publicznej. Wreszcie, zastosowanie dużych pomp przez przedsiębiorstwa energetyczne (ciepłownicze).

Przy tym podstawowe założenia służące do modelowania pomp ciepła w bilansie energetycznym są proste. Mianowicie, można założyć sprawność na poziomie 3,5 (jest to ostrożne założenie). Do zasilania pomp ciepła zakłada się dalej wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł kogeneracyjnych gazowych (biogazowych/biometanowych) małoskalowych, produkujących energię elektryczną ze sprawnością: $(0,35 + 0,50) = 0,85$. Stąd wynika uzysk ciepła z 1 MWh w paliwie pierwotnym wynoszący: $(0,35 \cdot 3,5 + 0,5) \text{ MWh} = 1,75 \text{ MWh}$.

Bilans wybranych czynników w polskiej energetyce (i w otoczeniu) w końcu 2009 roku obrazujący ryzyko

Proponuje się następującą listę czynników, bardzo wyraźnie określających niebezpieczeństwa dla polskiej gospodarki (w krótkiej, średniej i długiej perspektywie) wynikające z polityki rządowej i ze strategii budowy własnych interesów przez dominujące branżowe przedsiębiorstwa energetyczne.

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Najważniejsze zagrożenie, to domknięcie bilansów do 2030 roku za pomocą tradycyjnych technologii i zdeterminowanie sytuacji w energetyce do 2050 roku, a nawet do 2080 roku (elektrownie atomowe). To oznacza utratę

możliwości wykorzystania potencjału innowacyjnej energetyki do przekształcenia całej gospodarki w gospodarkę innowacyjną.

Dodatkowa podaż gazu. Kontrakt gazowy uzgodniony na początku listopada 2009 roku między firmami PGNiG i Gazprom (posiadający kontrasygnatę rządów Polski i Rosji), zapewniający Gazpromowi sprzedaż do Polski 10,3 mld m³ gazu do 2037 roku powoduje, w stosunku do polskiego zużycia w 2009 roku, dodatkową podaż gazu wynoszącą (już po 2015 roku) około 12 mld m³ (względem obecnego rocznego zużycia wynoszącego około 14 mld m³). Zgodnie z oczekiwaniami PGNiG cała ta dodatkowa podaż ma być skierowana do energetyki. Przedstawione oszacowanie wynika z faktu, że docelowy (po uruchomieniu portu gazowego) udział kontraktu (z Gazpromem) w całkowitej podaży gazu na rynek polski będzie wynosił około 40%¹. Z wydobycia krajowego będzie 30% gazu. Pozostałe 30% będzie z „kierunku” północnego. Tę ostatnią pozycję będzie stanowił gaz z portu gazowego w Świnoujściu (i z kontraktu katarskiego), ale także z inwestycji PGNiG (2007 rok) w złoża na Morzu Norweskim (należące do ExxonMobil), z których gaz ma popłynąć już w 2011 roku.

Energetyka atomowa. Zgodnie z kierunkowymi decyzjami rządu ze stycznia 2009 roku w Polsce zostaną wybudowane przynajmniej dwie elektrownie atomowe z dwoma blokami każda, o mocy jednostkowej bloku 1600 MW². Za tymi decyzjami poszły zapisy dotyczące energetyki atomowej w projekcie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku³, a także zapisy w prospekcie emisyjnym PGE, na którego podstawie Grupa ta zadebiutowała w listopadzie w notowaniach na GPW. Podkreśla się przy tym, że PGE oczekuje dla siebie rozwiązań rządowych (prawnych) gwarantujących bezpieczeństwo finansowe inwestycji w energetykę atomową. Oczywiście, oczekuje także rozbudowy przez operatora

¹ Dane PGNiG. (W przyszłości struktura podaży gazu może jednak ulegać zmianie. Możliwości zarządzania strukturą wynikają z faktu, że gaz z Morza Norweskiego może być odsprzedawany przez PGNiG na rynku poza Polską. Z kolei gaz kupowany od Gazpromu nie może być odsprzedawany, ale formuła *take or pay* dotyczy tylko 85% zakontraktowanego wolumenu).

² Jest sprawą bardzo kontrowersyjną rozpoczęcie przez Polskę programu atomowego w sytuacji, kiedy Prezydent Barac Obama otrzymuje Pokojową Nagrodę Nobla za wysiłki na rzecz denuklearyzacji świata.

³ Projekt z sierpnia 2009 roku.

przesyłowego (PSE-Operator) sieci przesyłowych⁴ dla potrzeb energetyki atomowej.

Energetyka wiatrowa. Do ryzyk związanych z nadpodażą gazu ziemnego i energetyką atomową dochodzi wzrastająca presja inwestycyjna w energetyce wiatrowej. W tym wypadku chodzi o budowę elektrowni wiatrowych o łącznej mocy około 9 GW (istniejące moce wynoszą około 500 MW). Podkreśla się, że inwestorzy elektrowni wiatrowych nie ponoszą obecnie kosztów zewnętrznych w postaci kosztów regulacji i rezerw mocy. I częściowo tylko ponoszą koszty sieciowe (przyłączeniowe).

Przedstawiona sytuacja oznacza dodatkowe wprowadzenie przed 2030 rokiem na rynki końcowe (w takim sensie jak są one definiowane w Pakiecie 3x20) około 165 TWh energii rocznie. (Jest to prawie 95 TWh z gazu ziemnego, przy zastosowaniu technologii poligeneracyjnych o sprawności energetycznej około 85%. Ponadto, niecałe 50 TWh z elektrowni atomowych, przy rocznym czasie użytkowania mocy zainstalowanej wynoszącym około 7500 godzin. Wreszcie, około 20 TWh energii z elektrowni wiatrowych, przy rocznym czasie użytkowania mocy zainstalowanej wynoszącym około 2200 godzin). Tę dodatkową energię będzie bardzo trudno ulokować na rynkach końcowych, jeśli uwzględnić, że jest to około 26% tych rynków. (Rzeczywiste rynki końcowe 2009 i prognozowane 2020 mają wymiar około 480 TWh i 640 TWh, odpowiednio. Zakłada się tu, że rynki końcowe 2030 będą takie jak rynki końcowe 2020).

Ochrona energetyki wysokoemisyjnej na forum unijnym

Działania Polski na forum unijnym w kierunku złagodzenia wymagań dla energetyki, w szczególności dla elektroenergetyki, dotyczących redukcji emisji CO₂ powodują: osłabienie presji modernizacyjnej w polskiej energetyce węglowej, zwiększenie ryzyka regulacyjnego polskiej energetyki (to jest niezwykle ważne w świetle faktu, że polska elektroenergetyka weszła, wraz z prywatyzacją PGE, w etap finansowania

⁴ Trzeba pamiętać, że będzie także potrzebna rozbudowa sieci rozdzielczych przez operatorów dystrybucyjnych.

inwestycji za pomocą kapitału giełdowego), obniżenie cen uprawnień do emisji CO₂ w UE, osłabienie pozycji Polski w działaniach na rzecz wspólnej polityki energetycznej UE.

Prywatyzacja (wnioski z prywatyzacji ENEI i PGE). Bardzo wyraźne wnioski z prywatyzacji są następujące. Podstawy/fundamenty biznesowe długoterminowe w tradycyjnej energetyce są już bardzo słabe. Pokazała to próba, całkowicie nieudana, kolejnego etapu prywatyzacji Grupy ENEA. Potwierdziła to także prywatyzacja Grupy PGE. Razem, nie zapowiada to napływu, od inwestorów giełdowych, środków umożliwiających sfinansowanie w Grupie PGE inwestycji w elektrownie atomowe kosztujące nie mniej niż 110 mld zł).

Regulacja w obszarze wspomaganie OZE i redukcji emisji.

Podstawowe ryzyko w tym wypadku jest związane z brakiem skoordynowania systemów regulacyjnych dla OZE i dla redukcji emisji. Główną przyczyną jest fakt, że w jednym i drugim obszarze regulacja jest na razie wynikiem lobbingu wąskich grup interesów, a nie podstaw fundamentalnych. Z tego powodu regulacje unijne są w wielu jeszcze przypadkach niejednoznaczne (są sprawą otwartą). Bardzo charakterystycznymi przykładami są pod tym względem regulacje dla ciepła i dla samochodu elektrycznego. Mianowicie, ciepło⁵ wytwarzane w rozproszonych źródłach odnawialnych – to, które nie wchodzi do bilansu emisji CO₂ w unijnym systemie ETS – nie ma jeszcze odrębnych rozwiązań (właściwych dla systemu nonETS). Nie ma też systemów wsparcia „zielonego” ciepła takich, jakie istnieją dla energii elektrycznej. W wypadku samochodu elektrycznego sprawą otwartą jest sposób stosowania mnożnika 2,5 (tabela 3). Zgodnie z obecną dyrektywą mnożnik ten należy stosować tylko do części energii elektrycznej zużywanej przez samochód, równej udziałowi energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych. Udział ten może być jednak określony na dwa sposoby: jako udział charakterystyczny dla danego kraju członkowskiego, albo alternatywnie – jako udział charakterystyczny dla całej Unii. W dodatku, w 2011 roku Komisja Europejska może dopuścić stosowanie współczynnika obejmujące całą energię zużywaną przez samochód, ale tylko do poziomu produkcji energii elektrycznej w źródłach odnawialnych w danym kraju.

Problem strukturalny Polski: wielka nadprodukcja i wielkie niewykorzystane zasoby w rolnictwie. Nadprodukcja z podstawowych

⁵ Dotyczy to również energii elektrycznej.

zbóż w 2009 roku wynosi w Polsce 4 do 6 mln ton (trudność ustalenia tej nadprodukcji w miarę precyzyjnie jest bardzo symptomatyczna). W związku z nadprodukcją rząd⁶ podjął nadzwyczajne działania prawne mające na celu zaliczenie zboża do biomasy, która może być wykorzystana w procesach współspalania. Przy takim wykorzystaniu nadpodaży zbóż uzysk energii odnawialnej końcowej wyniesie około 4-6 TWh. Jest to (najprzód nadprodukcja zbóż, a potem jego współspalanie) niedopuszczalne marnotrawstwo. Zasoby ziemi uprawnej wykorzystane do nadprodukcji wyniosły około 1,1-1,7 mln ha. Możliwa do uzyskania z tych zasobów ziemi energia odnawialna końcowa (energia elektryczna i ciepło wyprodukowane w źródłach poligeneracyjnych) w przypadku zastosowania technologii biogazowych wynosi około 75-116 TWh, czyli prawie 20 razy więcej⁷.

Do zasobów ziemi zmarnowanej na nadprodukcję zboża trzeba jeszcze doliczyć odłogi, w tym ziemię wyłączoną z upraw (na mocy rozwiązań tworzących Wspólną Politykę Rolną w UE). Łącznie jest to około 2 mln ha ziemi (średnio-urodzajnej). Ziemia ta stanowi potencjał produkcyjny na rynku energii końcowej wynoszący około 80 TWh.

Suma ziemi zmarnowanej na nadprodukcję i ziemi wyłączonej z upraw stanowi w takim razie potencjał na rynku energii końcowej wynoszący 155-196 TWh (jest to potencjał przewyższający ilość energii na rynkach końcowych wynikającą z dodatkowej podaży gazu ziemnego, energetyki atomowej i energetyki wiatrowej). Przy tym jest to potencjał, którego wykorzystanie nie narusza bezpieczeństwa żywnościowego Polski. Jego wykorzystanie jest natomiast polską racją stanu, bo rozwiązuje problemy w rolnictwie (i na wsi), a ponadto w dużym stopniu uniezależnia Polskę od dostaw gazu z Rosji. Podkreśla się przy tym, że taka sytuacja jest w UE charakterystyczna jedynie dla Polski (żaden inny kraj nie ma tak wielkich zasobów w rolnictwie energetycznym, w stosunku do wielkości całego rynku energetycznego, jak Polska).

Założenia. Poniżej przedstawia się wybrane założenia do analizy porównawczej wybranych technologii (biogazowych, węglowych, wiatrowych) z punktu widzenia ich potencjału w zakresie realizacji celów Pakietu 3x20.

⁶ Ministerstwo Gospodarki.

⁷ Brak regulacji dotyczących „zielonego” ciepła nie może być argumentem przeciwko takim oszacowaniom. Brakujące regulacje powinny być pilnie w Polsce wprowadzone, zgodnie z istotą Pakietu 3x20.

Założenie dotyczące „statusu” ciepła ze źródeł odnawialnych/rozproszonych. Zakłada się, że ciepło to będzie zaliczane (w ramach ogólnego systemu odnoszącego się do ciepła ze źródeł odnawialnych) do celu dotyczącego udziału energii odnawialnej (będzie miało status ciepła „zielonego”). Takie założenie jest w pełni zgodne z intencją pakietu 3x20 (z rozwiązaniami ukierunkowanymi na konwergencję wszystkich trzech rynków końcowych: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych). Podkreśla się ponadto, że założenie to ma istotny wpływ na udział biogazowni w realizacji celu dotyczącego udziału energii odnawialnej tylko w przypadku Wariantu 1. W przypadku Wariantu 2 wpływ ten jest znacznie mniejszy, a w przypadku Wariantu 3 jest w ogóle niewielki.

Założenie dotyczące „statusu” biogazowni na rynku emisji CO₂. Zakłada się, że redukcja emisji CO₂ w segmencie źródeł rozproszonych (nonETS) będzie zintegrowana z redukcją w systemie ETS. (W przypadku, gdy takiej integracji nie ma biogazownie, jako źródła rozproszone, nie uczestniczą w redukcji emisji CO₂ wliczanej do celu pakietowego).

Założenie dotyczące „statusu” biogazowni na rynku poprawy efektywności wykorzystania energii pierwotnej (redukcji zużycia paliw pierwotnych). Przyjmuje się założenie, że biogazownie uczestniczą w pełnym zakresie w rynku redukcji zużycia paliw pierwotnych (założenie podobnie jak w przypadku rynku energii odnawialnej).

Wkład modelowej biogazowni (zintegrowanej ze źródłem kogeneracyjnym) w realizację celów Pakietu 3x20

Poniżej przedstawia się trzy warianty analizy/wyników. Pierwszy wariant dotyczy przypadku, kiedy w Polsce nie zostaną stworzone ramy prawne do wykorzystania samochodu elektrycznego i pompy ciepła na rzecz realizacji celów Pakietu 3x20 (nie zostaną też stworzone mechanizmy wsparcia rozwoju rynków samochodów elektrycznych i pomp ciepła)⁸. Drugi wariant

⁸ Ryzyko takiego wariantu bardzo szybko maleje. Wynika to z zaangażowania przedsiębiorstw korporacyjnych (ENERGA, RWE) w budowę infrastruktury na rzecz rozwoju rynku samochodów elektrycznych (Smart Grid, sieć terminali do ładowania samochodów elektrycznych). Przedsiębiorstwa te będą oczywiście dążyć do powstania odpowiednich polskich regulacji. (Pierwszy profesjonalny terminal ładowania samochodów elektrycznych w Polsce został uruchomiony w Warszawie 17 listopada 2009 roku).

dotyczy przypadku integracji funkcjonalnej obejmującej biogazownię (turbinę wiatrową) i samochód elektryczny. Trzeci wariant dotyczy przypadku integracji funkcjonalnej obejmującej biogazownię (turbinę wiatrową) i pompę ciepła.

Charakterystyka modelowego/referencyjnego źródła kogeneracyjnego zasilanego biogazem (z biogazowi). Moc elektryczna: 2 MW_{el}, moc cieplna 2,25 MW_c („struktura” sprawności elektrycznej i cieplnej oraz strat, w procentach: 40%/45%/15%). Roczny czas pracy szczytowej: 8000 h.

Obliczenia energii końcowej (wytworzonej w źródle): Roczna produkcja energii elektrycznej: 16000 MWh. Roczna produkcja ciepła: 18000 MWh.

Wariant 1. Ciepło jest zaliczone do celu pakietowego dotyczącego energii odnawialnej. Energia elektryczna ze źródła kogeneracyjnego zintegrowanego z biogazownią wypiera produkcję z elektrowni kondensacyjnej o krańcowej emisyjności wynoszącej 1,3 t/MWh_{el} (wartość uwzględniająca straty sieciowe). Ciepło ze źródła kogeneracyjnego zintegrowanego z biogazownią wypiera produkcję z przeciętnego pieca węglowego o przeciętnej emisyjności wynoszącej 0,6 t/MWh_c (emisyjność została wyliczona dla sprawności pieca węglowego 50%).

Wariant 2. Energia elektryczna jest wykorzystana do zasilania samochodów elektrycznych (Modelowy samochód – Toyota Yaris: „benzynowa” – zużycie benzyny 6 l/100 km, czyli 56 kWh/100 km, emisja CO₂ 160 g/km, „elektryczna” – zużycie energii elektrycznej 27 kWh/100 km). Ciepło jest zaliczone do celu pakietowego dotyczącego energii odnawialnej.

Wariant 3. Energia elektryczna jest wykorzystana jako energia napędowa do pompy ciepła (przyjmuje się sprawność pompy ciepła równą 3,5). Ciepło z kogeneracji jest zaliczone do celu pakietowego dotyczącego energii odnawialnej. Ciepło zarówno z kogeneracji jak i z pompy ciepła wypiera produkcję z przeciętnego pieca węglowego o przeciętnej emisyjności wynoszącej 0,6 t/MWh_c.

Tabela nr 5. „Wkład” biogazowi 2 MW_{el} w realizację celów Pakietu 3x20

Cel	Wariant 1		Wariant 2		Wariant 3	
	j.n.	%	j.n.	%	j.n.	%
1	34000 MWh	0,035	58000 MWh	0,061	74000 MWh	0,077
2	31600 t	0,053	26800 t	0,045	44400 t	0,074
3	48800 MWh	0,027	29200 MWh	0,016	145000 MWh	0,080

Porównanie potencjału modelowej biogazowni z „wkładem” Bloku Bełchatów II (850 MW) w realizację celów Pakietu 3x20⁹

Charakterystyka Bloku. Roczny czas pracy szczytowej: 7000 h. Energia elektryczna produkowana przez blok (z emisyjnością 0,9 t/MW, wartość uwzględniająca straty sieciowe) wypiera produkcję z elektrowni kondensacyjnych o krańcowej emisyjności wynoszącej 1,3 t/MW_{el} (wartość uwzględniająca straty sieciowe).

Obliczenia dla Bloku. Roczna produkcja energii elektrycznej: 850·7000 MWh = 5,95 TWh. Produkcja energii odnawialnej: 0. Łączna roczna redukcja emisji CO₂: 5950000·(1,3-0,9) t = 2,38 mln t (4% celu pakietowego). *Równoważna liczba biogazowni* wynosi: Wariant 1 – 75, Wariant 2 – 89, Wariant 3 – 54. Łączna roczna redukcja energii pierwotnej: 5,95:(0,39-0,30) TWh = 0,53 TWh (0,29% celu pakietowego). *Równoważna liczba biogazowni* wynosi: Wariant 1 – 16, Wariant 2 – 18, Wariant 3 – 4.

⁹ Podkreśla się, że w horyzoncie 2020 (horyzont obligatoryjnej realizacji celów Pakietu 3x20) nie jest możliwe uzyskanie jakichkolwiek efektów z elektrowni atomowych, jak również z segmentu czystych technologii węglowych.

Porównanie potencjału modelowej biogazowni z „wkładem” modelowej elektrowni/turbiny wiatrowej (2MW) w realizację celów Pakietu 3x20 .

(Przy założeniach podobnych do założeń dla biogazowni).

Charakterystyka modelowej elektrowni/turbiny wiatrowej: Moc: 2 MW. Roczny czas pracy szczytowej: 2200 h.

Wariant 1. łączna roczna produkcja energii odnawialnej: 4400 MWh. łączna roczna redukcja emisji CO₂: $4400 \cdot 1,3 \text{ t} = 5700 \text{ t}$. łączna roczna redukcja energii pierwotnej: $4400 : 0,30 \text{ MWh} = 14700 \text{ MWh}$.

Wariant 2. łączna roczna energia odnawialna zaliczona do celu pakietowego: $4400 \cdot 2,5 \text{ MWh} = 11000 \text{ MWh}$. łączna roczna redukcja emisji CO₂: $4400 \cdot 1,3 \text{ t} = 5700 \text{ t}$. łączna roczna redukcja energii pierwotnej: $(4400 : 0,027) \cdot 0,056 \text{ MWh} = 9100 \text{ MWh}$.

Wariant 3. łączna roczna energia odnawialna zaliczona do celu pakietowego: $4400 \cdot 3,5 \text{ MWh} = 15400 \text{ MWh}$. łączna roczna redukcja emisji CO₂: $15400 \cdot 0,6 \text{ t} = 9200 \text{ t}$. łączna roczna redukcja energii pierwotnej: $15400 : 0,50 \text{ MWh} = 30800 \text{ MWh}$.

Tabela nr 6. Liczba (ułamkowa) elektrowni/turbin wiatrowych równoważnych (z punktu widzenia celów Pakietu 3x20) jednej biogazowni

Cel	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
1	7,7	5,3	4,8
2	3,4	4,7	4,8
3	3,3	3,2	4,7

Wnioski

Dokonane porównanie biogazowni z Blokiem Bełchatów II i elektrownią/turbiną wiatrową nie uwzględnia bardzo ważnych zagadnień sieciowych, usług systemowych oraz bezpieczeństwa zasilania odbiorców w energię elektryczną. Jakościową ocenę tych zagadnień przedstawia tabela 7.

Tabela nr 7. Wagi (- 10 do + 10) dla poszczególnych technologii w aspekcie trzech kryteriów jakościowych

Technologia	Kryterium			
	inwestycje sieciowe potrzebna budowa (-) możliwość substytucji (+)	usługi systemowe popyt (-) podaż (+)	bezpieczeństwo zasilania odbiorców	razem
Biogazownia (źródło kogeneracyjne)	+ 10	0	+ 10	+ 20
Elektrownia/turbina wiatrowa	- 10	- 10	- 10	- 30
Blok Bełchatów II	- 5	+ 5	0	0

PROF. DR HAB. INŻ. JAN POPCZYK

W latach 1990-1995 współtworzył i realizował reformę elektroenergetyki, był Prezesem Polskich Sieci Elektroenergetycznych, współtworzył i realizował koncepcję odłączenia polskiego systemu elektroenergetycznego od systemu POKÓJ (ZSRR i kraje Europy Środkowej) i połączenia z systemem zachodnioeuropejskim (UCPTE/UCTE). Był u ministra finansów-wicepremiera L. Balcerowicza doradcą ds. całego kompleksu paliwowo-energetycznego, w szczególności dla elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa (1998-2000). Współpracował z ministrem gospodarki-wicepremierem J. Hausnerem (2003-2004) na rzecz sformułowania polskiej doktryny bezpieczeństwa energetycznego. Działa na rzecz konwergencji sektorów w kompleksie paliwowo-energetycznym oraz na rzecz integracji usług infrastrukturalnych w gminach (2000-nadal). W okresie od 1995 roku współtworzył i współzarządzał kolejno czterema małymi, innowacyjnymi firmami. Prowadzi badania w zakresie uwarunkowań przejścia energetyki postprzemysłowej w nowy etap rozwojowy, charakterystyczny dla społeczeństwa wiedzy, który nazywa SYNERGETYKĄ. Koncentruje się w szczególności na szansach Polski wynikających z realizacji celów Pakietu 3x20. W październiku 2009 roku został powołany przez ministra gospodarki-wicepremiera W. Pawlaka do Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji powołanym przez (w Radzie jest przewodniczącym Zespołu ds. Odnawialnych Źródeł Energii).

Dzisiejszy świat stoi przed wieloma długookresowymi problemami. Należą do nich m.in.: ograniczony zasób surowców naturalnych, problemy energetyczne i ekologiczne. Zmiany klimatu są faktem i mają wpływ na wiele dziedzin życia. Nie ulega wątpliwości, że łagodzenie zmian klimatu poprzez konieczność redukcji emisji dwutlenku węgla prowadzi do nowej transformacji ekonomicznej i politycznej w skali światowej. Proces ten wymaga nieustannego poszukiwania nowych sposobów myślenia, komunikowania, jak również angażowania opinii publicznej.

Jednym z celów programu "Klimat i Energia" realizowanego w CSM jest pobudzenie debaty publicznej na temat szans, wyzwań i zagrożeń wynikających ze zmian klimatu.

Dwie serie analiz i opinii pt: "Zmiany klimatu – wyzwania dla gospodarki" oraz „Zmiany klimatu – wyzwania dla polityki” stanowią otwartą platformę wymiany poglądów, która przyczyni się do dyskusji nad procesem rozwoju gospodarki niskowęglowej. Znajdą tutaj Państwo tematyczne opracowania członków zespołu „Klimat i Energia”, komentarze jak również niezależne teksty ekspertów.



Ewa Stepan

Koordynator Programu