

Zmiana priorytetów energetycznych w regionach

CEZARY TOMASZ SZYJKO

Sektor energetyczny w polskich regionach jest w stanie powolnej degradacji. Prawie nie inwestowaliśmy w niego od czasu zmiany systemu politycznego, czyli od ponad 20 lat. Dlatego też nasze elektrownie, sieci przesyłowe i dystrybucyjne są zdekapitalizowane w ponad 70 proc. Można to w pewnym stopniu zrozumieć i nawet usprawiedliwić, ale na pewno nie można takiej sytuacji w nieskończoność ignorować.

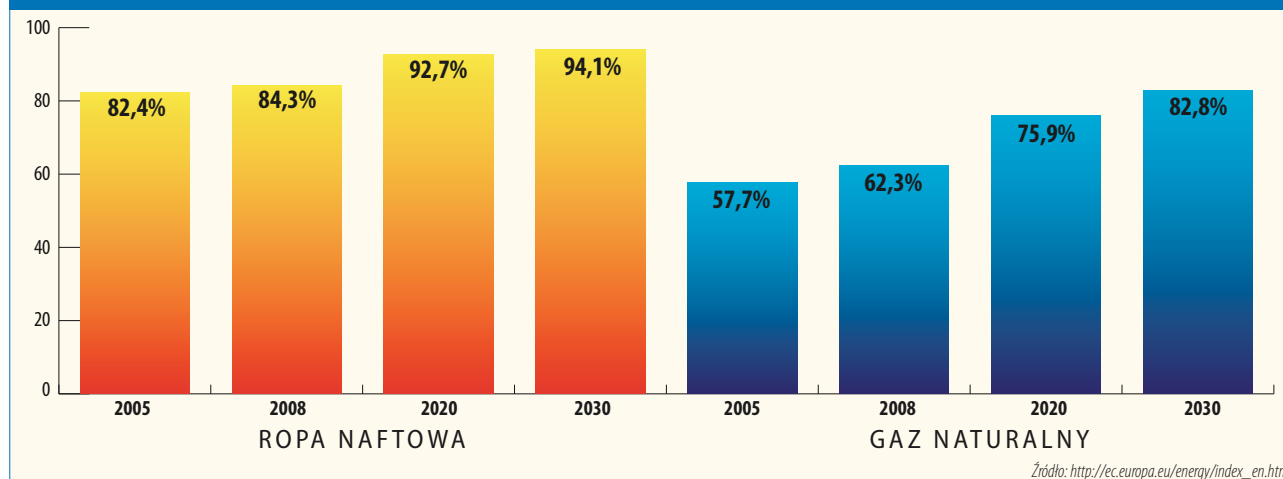
Potrzeby są ogromne: do 2030 r. w samą elektroenergetykę musimy zainwestować około 100 mld euro.¹ Jeśli dolożyć do tego inwestycje w gazownictwo, ciepłownictwo i transport, suma ta urasta do gigantycznej kwoty 320 mld euro. Taka kwota to ogromny wysiłek dla kraju i trudny do wykonania jako Project finance lub ze źródeł bezpośrednich (inwestycje mogłyby być finansowane bezpośrednio z przychodów inwestorów poprzez tzw. błękitne certyfikaty).² Warto zastanowić się, w jakich proporcjach skorzystać z poszczególnych źródeł finansowania. W co i jak inwestować? Jedno jest bowiem pewne – dotychczasowy trend zakładający brak inwestycji z pewnością nie jest akceptowalnym rozwiązaniem.

Priorytety energetyczne

Zagraniczny wymiar polityki energetycznej UE musi być jednym z priorytetów prezydentury Polski w drugiej połowie roku. UE potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku energii. Komisja Europejska przyjęła pakiet infrastrukturalny pod nazwą: „Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r.



Rys. 1. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW. Spadek produkcji krajowej – wzrost zależności od importu



Źródło: http://ec.europa.eu/energy/index_en.htm

i w dalszej perspektywie – plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej⁷³. Europejska infrastruktura energetyczna to centralny system napędzający gospodarkę Unii Europejskiej. Celów polityki energetycznej UE i celów gospodarczych strategii „Europa 2020”⁷⁴ nie da się osiągnąć bez gruntownej zmiany metod zapewnienia rozwoju infrastruktury europejskiej. Przebudowa europejskiego systemu energetycznego na rzecz niskoemisyjnych technologii przyszłości to nie tylko zadanie dla sektora energetycznego. Konieczne będą usprawnienia techniczne, większa efektywność, odporność na zmiany klimatu i nowa elastyczność. To nie jest zadanie, któremu może samodzielnie podjąć jedno państwo członkowskie. Konieczna będzie europejska strategia oraz środki finansowe.

W uzgodnionej przez Radę Europejską w 2007 r.⁷⁵ polityce energetycznej dla Europy określono podstawowe cele unijnej polityki sektorowej polegające na konkurencyjności, stabilności oraz bezpieczeństwie dostaw. W nadchodzących latach trzeba urzeczywistnić wewnętrzny rynek energii, natomiast do 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii musi wynosić 20 proc., o 20 proc. muszą się zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych⁷⁶, a korzyści wynikające efektywności energetycznej muszą zapewnić 20 proc. oszczędność zużycia energii. W obliczu coraz większej międzynarodowej konkurencji dotyczącej światowych zasobów, UE musi zapewnić bezpieczeństwo dostaw po konkurencyjnych cenach 500 mln swoich obywateli. Względne znaczenie źródeł energii będzie się zmieniało. W przypadku

paliw kopalnych, zwłaszcza gazu i ropy, UE będzie jeszcze bardziej zależna od importu (zobacz rysunek 1). Przewiduje się również znaczny wzrost popytu na energię elektryczną.

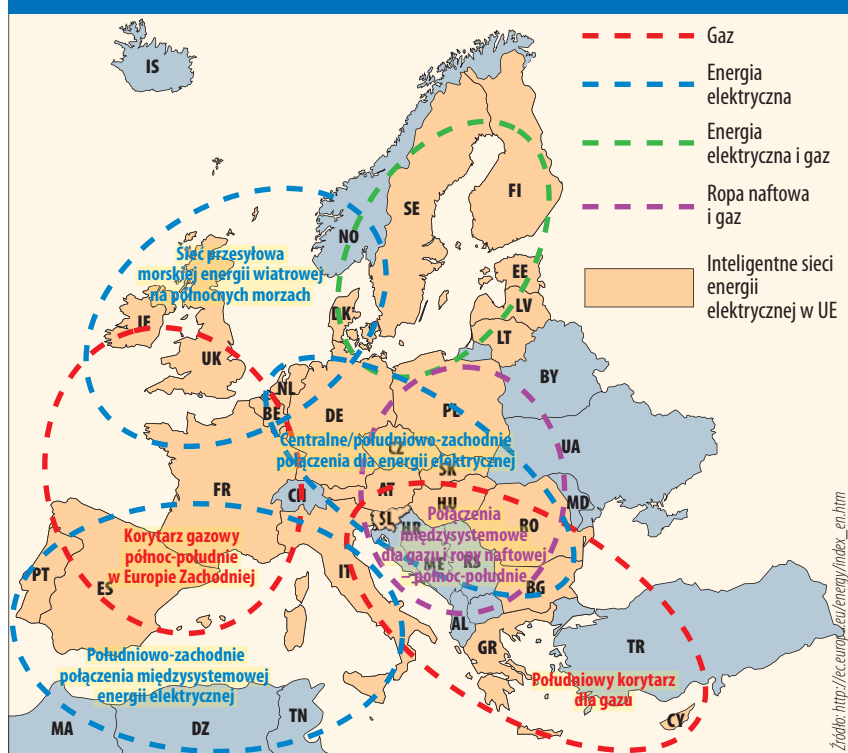
W komunikacie Energia 2020⁷⁷, przyjętym 10 listopada 2010 r., wzywa się do zmiany sposobu, w jaki planujemy, budujemy i eksploatujemy naszą infrastrukturę energetyczną i sieci energetyczne (rysunek 2: Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy). Infrastruktura energetyczna zajmuje czołowe miejsce w inicjatywie przewodniej⁷⁸ pod nazwą „Europa efektywnie korzystająca z zasobów”. Odpowiednie, zintegrowane i niezawodne sieci energetyczne to nie tylko podstawowy warunek realizacji celów polityki energetycznej UE, ale również warunek realizacji strategii gospodarczej UE. Rozwój naszej infrastruktury energetycznej pozwoli UE nie tylko zapewnić prawidłowo funkcjonujący wewnętrzny rynek energii, ale zwiększy też bezpieczeństwo dostaw⁷⁹, umożliwi integrację odnawialnych źródeł energii, zwiększy efektywność energetyczną oraz zapewni konsumentom korzyści wynikające ze stosowania nowych technologii i inteligentnego wykorzystania energii.

UE płaci wysoką cenę za swoją przestarzałą infrastrukturę energetyczną, którą charakteryzują słabe połączenia międzysystemowe. W styczniu 2009 r. rozwiązaniom na rzecz wyeliminowania przerw w dostawie gazu w Europie Wschodniej przeszkodził brak opcji zwrotnego przepływu gazu oraz niewłaściwa infrastruktura połączeń międzysystemowych i magazynowania (rysunek 3). Szybkiemu rozwojowi energii elektrycznej przez morskie elektrownie

wiatrowe w regionach Morza Północnego i Bałtyku przeszkodziły niewystarczające połączenia morskie i lądowe sieci. Rozwój ogromnego potencjału energii odnawialnej w Europie Południowej i w Afryce Północnej będzie niemożliwy bez dodatkowych połączeń międzysystemowych w obrębie UE i z państwami sąsiednimi. Ryzyko i koszt przerw w dostawach oraz straty znacznie się zwiększą, jeżeli UE nie zainwestuje pilnie w inteligentne, efektywne i konkurencyjne sieci energetyczne i nie wykorzysta swojego potencjału poprawy efektywności energetycznej.

Działania na rzecz nowej strategii energetycznej dla UE cieszą się pełnym poparciem szefów państw i rządów europejskich. W marcu 2009 r. Rada Europejska⁸⁰ wezwała do dokonania szczegółowego przeglądu ram trans-europejskich sieci energetycznych (TEN-E)⁸¹. Komunikat ten zawiera ogólny zarys planu działania mającego na celu wypracowanie długoterminowej wizji UE dotyczącej potrzeb ukierunkowanych na efektywność sieci paneuropejskich (zobacz rysunek 4: Europejski Pakiet Energetyczny). Przedstawia się w nim nową metodę strategicznego planowania w celu zobrazowania koniecznej infrastruktury, określenia, które elementy infrastruktury leżą w interesie Europy na podstawie klarownej i przejrzystej metodyki, jak też w celu opracowania narzędzi mających zapewnić terminową realizację, w tym sposobów na szybsze zatwierdzanie, lepszą alokację kosztów i ukierunkowanie finansowania w celu wzmożenia inwestycji prywatnych.⁸² Przegląd TEN-E musi odbywać się w drodze dostosowania ich zarówno do wyżej określonych wyzwań ener-

Rys. 2. Priorytetowe korytarze dla energii elektrycznej, gazu i ropy



tycznych, jak i do nowych zobowiązań Unii wynikających z art. 194 Traktatu z Lizbony. Wśród celów polityki energetycznej UE art. 194 TFUE wymienia:

- zapewnienie funkcjonowania rynku energii,
- zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii,
- wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii, i wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

Wyzwania polskich regionów

UE potrzebuje w pełni funkcjonującego, połączonego i zintegrowanego wewnętrznego rynku w obszarze energii. Zgodnie z postanowieniami lutowego szczytu energetycznego UE, do 2015 r. ma się zakończyć budowa wewnętrznego rynku energii UE, który zapewni swobodny przepływ gazu i prądu między krajami, by nie było już izolowanych energetycznych wysp, jak kraje bałtyckie czy Malta.¹³ Było to pierwsze spotkanie szefów państw i rządów Unii Europejskiej, na którym tyle miejsca poświęcono energii. Wobec rosnącego zapotrzebowania na importowane surowce UE buduje wspólną politykę energetyczną, by uniknąć w przyszłości kryzysów, ta-

kich jak wywołane w ubiegłych latach wskutek sporów Rosji z Ukrainą. Od 2015 r. żaden kraj nie może być izolowany od europejskiej sieci przesyłu gazu i elektryczności, a jego bezpieczeństwo narażone na szwank przez brak odpowiednich połączeń.

Odpowiednia infrastruktura, czyli nowe trasy przesyłu i interkonektory między krajami, a także poszukiwanie alternatywnych surowców, źródeł i tras dostaw mają być podstawą bezpieczeństwa energetycznego UE i solidarności między jej członkami w razie kryzysu. KE oszacowała potrzeby zainwestowania w sieć przesyłową w UE na 200 mld euro do 2020 r. Ciężar największych wydatków spadnie na firmy energetyczne, co wyraźnie zapisano w cytowanym dokumencie. Dodatkowe koszty będą mogły pokryć podwyższonymi stawkami np. za przesył gazu.¹⁴ Ten zapis skutecznie próbowała wykreślić Polska w trosce o ceny energii dla końcowych konsumentów.

Polsce, z gospodarką opartą na węglu, udało się wpisać wykorzystanie rodzimych zasobów paliw kopalnych, czyli np. węgla, a także gazu łupkowego. W Polsce produkcja energii elektrycznej jest w ponad 90 proc. oparta na węglu, a kopalnie są rentowne, co stanowi wyjątek w UE. Dlatego polski rząd nie chce rezygnować z taniego wykorzystania rodzimych zasobów. Nie udało się nato-

miast dopisać zdania z deklaracji Grupy Wyszehradzkiej przyjętej w styczniu, że każdy region UE powinien mieć zapewnione niezależne dostawy gazu co najmniej z dwóch zewnętrznych źródeł – by podkreślić konieczność uniezależnienia się od dostaw z Rosji, która zapewnia 40 proc. unijnego importu gazu. Zapisano, że z Rosją UE ma rozwinąć „wiarygodny, przejrzysty i oparty na zasadach dialog w obszarach wspólnego zainteresowania w dziedzinie energii”.

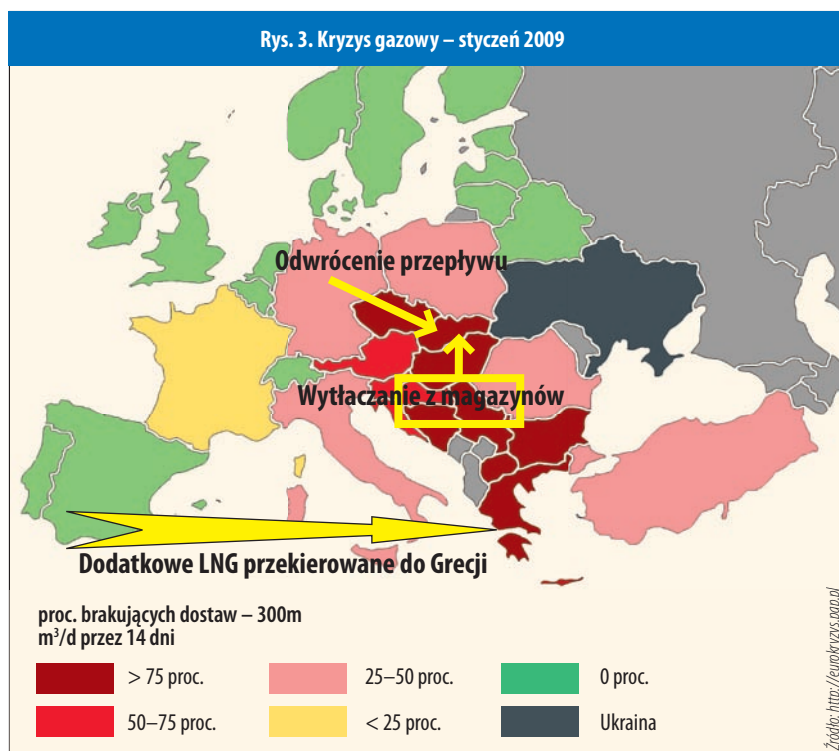
W drugiej połowie roku ma być zatwierdzony plan działania ws. osi połączeń energetycznych Północ-Południe, czyli tzw. korytarza łączącego terminale LNG w Polsce, Chorwacji i Grecji. Korytarz ma integrować systemy krajów leżących na jego drodze; ma być wyposażony w łączniki umożliwiające przepływ gazu w obydwu kierunkach. Obejmuje on przyszłe i istniejące gazociągi oraz połączenia międzysystemowe: od bałtyckiego gazoportu LNG w Świnoujściu, przez Polskę, Czechy, Słowację i Węgry po wybrzeże Adriatyku w Chorwacji i wybrzeża w Rumunii i Bułgarii nad Morzem Czarnym. To oznacza tyle, że terminal LNG będzie mógł się stać jednym ze źródeł dostaw gazu dla Europy Środkowej. Wzrastają na to szanse, że Świnoujście będzie nie tylko miejscem, skąd będą płynęły dostawy na terytorium Polski, ale dzięki rozwojowi infrastruktury gazowej, interkonektorów w naszym regionie na osi Północ-Południe, być może ten skroplony gaz będziemy w stanie eksportować też do innych krajów Unii Europejskiej. Terminal do odbioru gazu skroplonego LNG w Świnoujściu ma rozpocząć pracę pod koniec czerwca 2014 r. Będzie w stanie odbierać ok. 5 mld m³ gazu rocznie; jest to flagowa polska inwestycja w zakresie budowy bezpieczeństwa energetycznego. Kolejnym priorytetem jest projekt BEMIP, czyli integracja z resztą Unii systemów państw bałtyckich. W jego ramach ma powstać gazociąg z Polski na Litwę. W tych dwóch projektach Polska ma kluczowe znaczenie i staje się ważnym elementem strategii energetycznej UE.

To właśnie Polska zrobiła pierwszy krok w kierunku utworzenia korytarza Północ-Południe. Za kilka miesięcy gaz powinien popłynąć ukończonym już po stronie polskiej połączeniem z Czechami w okolicach Cieszyna. W ten sposób zyskujemy fizyczne połączenie z całą siecią gazociągów i gazowym węzłem w Baumgarten (Austria). Zdaniem doradcy zarządu Biura Projektów Gazo-

projekt Adama Matkowskiego, budowa kilku połączeń międzysystemowych jest korzystniejsza niż jeden wielki projekt.¹⁵ Znaną są plany budowy łącznika ze Słowacją w okolicach przełęczy Łupkowskiej. „Ma to sens, jeśli Słowacy połączą się z Węgrami. Wtedy będzie można tłoczyć tamtędy ok. 3,5 mld m³ gazu rocznie” – powiedział Matkowski.¹⁶ Dodał, że to połączenie będzie uzupełnieniem łącznika pod Cieszynem. Matkowski ocenił, że w te plany dobrze wpisuje się projekt gazociągu Nabucco (z Iranu). Zaznaczył, że jeżeli zostanie on dociągnięty do węzła w Baumgarten, to dzięki konektorom Polska zyska bezpośredni dostęp do niego. Do końca 2011 r. KE ma przedstawić konkretne dane, ile pieniędzy potrzeba na inwestycje priorytetowe.¹⁷ Chodzi o połączenia, które mają gwarantować bezpieczeństwo dostaw, ale nie są rentowne z komercyjnego punktu widzenia, więc brak jest zainteresowania inwestorów prywatnych. Unijny komisarz ds. energii Guenther Oettinger mówił, że z samego budżetu UE ma pochodzić ok. 800 mln euro rocznie.¹⁸

Europejska gospodarka niskoemisyjna

Ogromnych nakładów finansowych będzie wymagało stworzenie adekwatnej infrastruktury transportu CO₂. Mając



na uwadze nierównomierne rozlokowanie w Europie potencjalnych miejsc składowania CO₂, może być konieczne wychwytywanie i składowanie CO₂ na dużą skalę w Europie do zapewnienia znacznych poziomów obniżenia emisyjności gospodarek europejskich po 2020 r. i niezbędne będzie stworzenie infrastruktury rurociągów oraz, w odpowiednich przypadkach, infrastruktury do transportu drogą morską, przekra-

czającej granice państw członkowskich w razie braku odpowiedniego potencjału do składowania CO₂ w poszczególnych krajach.

Technologie składowe CCS (wychwytywania, transportu i składowania) są wypróbowywane. Nie zintegrowano jednak ich jeszcze i nie przetestowano na skalę przemysłową, a obecnie CCS nie jest opłacalny z ekonomicznego punktu widzenia. Dotychczasowe wdraża-



nie danej technologii ograniczało się do instalacji działających na mniejszą skalę, często zaprojektowanych na potrzeby demonstracji jednego lub dwóch elementów składowych. Jednocześnie panuje ogólna zgoda co do tego, że w celu zapewnienia znacznego wpływu na ograniczenie emisji i tym samym portfela środków ukierunkowanych na łagodzenie zmiany klimatu charakteryzujących się najniższymi kosztami, rentowność technologii CCS trzeba zademonstrować na szeroką skalę około roku 2020.

Odpowiadając na to wyzwanie, na wiosennym posiedzeniu Rady Europejskiej w 2007 r. zdecydowano o wsparciu uruchomienia do 2015 r. w UE maksymalnie 12 zakładów demonstracji technologii CCS, aby spowodować opłacalność ekonomiczną tej technologii. Obecnie realizowanych jest sześć dużych projektów CCS mających na celu zademonstrowanie danej technologii na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Ich zainstalowane moce będą wynosiły co najmniej 250 MW, będą one również obejmowały elementy związane z transportem i składowaniem. Projekty te są współfinansowane przez Komisję, a łączna kwota

dotacji wynosi miliard euro. W listopadzie 2010 r.¹⁹ został uruchomiony kolejny mechanizm finansowania w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Komisja wspiera ponadto działalność badawczo-rozwojową w obszarze technologii CCS i utworzyła specjalną sieć wymiany wiedzy dla podmiotów dokonujących demonstracji tych technologii na dużą skalę.

Odnosnie 2030 r. przewiduje się, że ilość wychwytywanego CO₂ wzrośnie do 272 Mt. Wiele wcześniej wybudowanych rurociągów eksploatuje się obecnie, wykorzystując ich całkowitą przepustowość i buduje się nowe rurociągi, które w okresie do 2050 r. będą w pełni eksploatowane. Sieć transportu CO₂ liczy obecnie około 8,8 tys. km i wymaga inwestycji w łącznej kwocie 9,1 mld euro. Pierwsze regionalne sieci w Europie przebiegają w pobliżu pierwszych instalacji demonstracyjnych. W analizie WCB uwypatnia się również korzyści wynikające z koordynacji na poziomie europejskim w związku z planami wypracowania w Europie optymalnego rozwiązania w obszarze transportu CO₂, mając na uwadze, że do 2030 r. transgraniczny

transport CO₂ może objąć 16 państw członkowskich UE. Rozwój technologii CCS w najbliższej przyszłości będzie jednak warunkowała przede wszystkim cena CO₂, którą charakteryzuje wysoki poziom niepewności i która uzależniona jest od rozwoju sytuacji w obszarze systemu handlu uprawnieniami do emisji. W związku z tym należy podchodzić z dużą ostrożnością do analiz zawierających zarys możliwej sieci CO₂ po roku 2020.

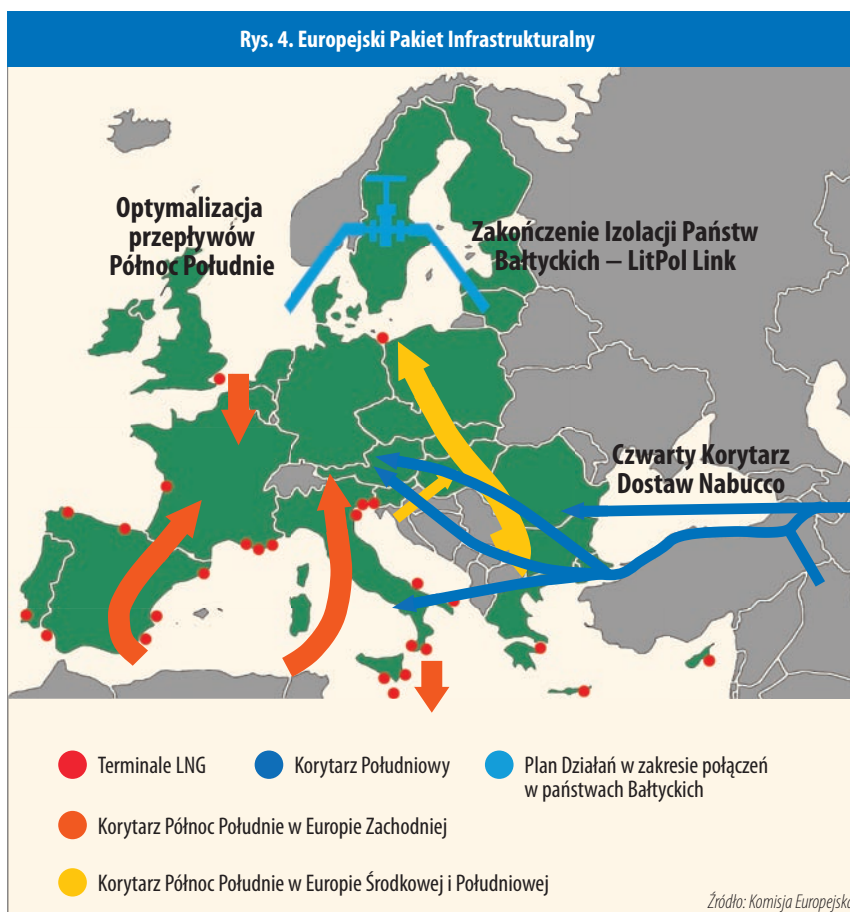
Reasumując, rozwój sytuacji w obszarze sieci CO₂ w Europie będzie warunkowała dostępność miejsc składowania oraz poziom zastosowania technologii CCS, jak również obecny poziom koordynacji rozwoju tej technologii. Przy tworzeniu zintegrowanych sieci rurociągów i transportu drogą morską, planowanych i budowanych początkowo na poziomie regionalnym lub krajowym z uwzględnieniem potrzeb transportowych licznych źródeł CO₂, skorzystano by z korzyści skali, umożliwiając też podłączenie dodatkowych źródeł CO₂ do odpowiednich pochłaniaczy w okresie eksploatacji rurociągu²⁰. W dłuższej perspektywie czasowej takie zintegrowane sieci rozbudowano by, tworząc powiązania międzysystemowe w celu



dotarcia do źródeł i miejsc składowania rozproszonych w całej Europie, podobnie jak to ma miejsce w przypadku obecnych sieci gazowych.

Wnioski

Planowana obecnie infrastruktura energetyczna musi być zgodna z bardziej długoterminowymi decyzjami politycznymi. W celu koordynowania i optymalizacji rozwoju sieci na skalę całego kontynentu konieczna jest nowa polityka UE na rzecz infrastruktury energetycznej. Dzięki temu UE będzie mogła w pełni skonsumentować korzyści wynikające ze zintegrowanej sieci europejskiej, znacznie przekraczające wartość poszczególnych elementów tej sieci. Za sprawą europejskiej strategii na rzecz całkowicie zintegrowanej infrastruktury energetycznej opartej na inteligentnych i niskoemisyjnych technologiach dzięki korzyściom skali zmniejszą się koszty przejścia na gospodarkę niskoemisyjną dla poszczególnych państw członkowskich. Całkowicie wyposażony w połączenia międzysystemowe rynek europejski zwiększy bezpieczeństwo dostaw i pomoże ustabilizować ceny dla konsumentów, zapewniając dostawy energii elektrycznej i gazu do miejsc, w których są one potrzebne. Sieci europejskie, które w miarę potrzeb będą obejmowały sąsiednie państwa, ułatwią również konkurencję na jednolitym rynku energii w UE, stymulując solidarność państw



członkowskich. Przede wszystkim zintegrowana infrastruktura europejska zapewni europejskim obywatelom i przedsiębiorstwom dostęp do źródeł energii po przystępnych cenach. To z kolei będzie miało pozytywny wpływ na realizację celu polityki europejskiej na 2020 r., zakładającego utrzymanie

silnej, zdywersyfikowanej i konkurencyjnej bazy przemysłowej w Europie. Dwie konkretne kwestie, którymi należy się zająć, to zatwierdzanie i finansowanie projektów. Trzeba zwiększyć efektywność i przejrzystość udzielania pozwoleń i współpracy transgranicznej, co zaowocuje większą akceptacją ze strony

II FORUM OZE
energia**w**gminie.pl

„Energia, Gospodarka, Środowisko, PPP”
Kraków 11-12.04.2011,
wstęp dla samorządów bezpłatny

Rejestracja i informacje: [www.energiaw**gminie.pl](http://www.energiawgminie.pl)**



opinii publicznej oraz przyspieszeniem realizacji. Koniecznie należy znaleźć rozwiązania finansowe dla zaspokojenia potrzeb inwestycyjnych, które według szacunków na nadchodzące dziesięciolecie mają wynieść bilion euro, z czego połowa konieczna będzie na potrzeby samej sieci energetycznej. Większą część tych inwestycji w sieci trzeba będzie pokryć z cen regulowanych i opłat wynikających z ograniczeń sieciowych. Do spowolnienia realizacji inwestycji infrastrukturalnych przyczynia się dodatkowo recesja gospodarcza.

W dłuższej perspektywie cel UE polegający na obniżeniu emisyjności, czyli na zmniejszeniu emisji gazów cieplarnianych w UE o 80–95 proc. do 2050 r., spotęguje ten problem, zwiększając potrzebę dalszego rozwoju, na przykład w zakresie infrastruktury na potrzeby magazynowania energii elektrycznej na dużą skalę, ładowania pojazdów z elektrycznym napędem, transportu oraz składowania CO₂ i wodoru. Infrastruktura wybudowana w kolejnym dziesięcioleciu będzie nadal w dużym stopniu wykorzystywana około 2050 r., zatem nieodzowne jest uwzględnienie bardziej długoterminowego celu. W 2011 r. Komisja planuje przedstawić szeroko zakrojony plan działania do 2050 r. W tym planie działania przedstawione zostaną scenariusze dotyczące koszyka energetycznego, opisujące sposoby osiągnięcia w Europie długoterminowego celu obniżenia emisyjności i ich wpływ na decyzje dotyczące polityki energetycznej. W planach działania dotyczących gospodarki niskoemisyjnej i energii do 2050 r. zawarte zostaną dalsze informacje i wytyczne dotyczące wdrożenia infrastruktury energetycznej w UE poprzez przedstawienie długofalowej wizji.

Należy analizować techniczne i praktyczne warunki sieci CO₂, dążąc do porozumienia w kwestii wspólnej wizji. W celu gromadzenia doświadczeń związanych z realizacją projektów demonstracyjnych można skorzystać z Sieci Projektów CCS. To z kolei pomoże w ocenie potrzeb oraz zakresu potencjalnej interwencji na poziomie UE. Komisja powinna kontynuować prace nad mapą europejskiej infrastruktury CO₂, która może ułatwić postęp w zakresie planowania infrastruktury, koncentrując się na kwestiach

opłacalności. Ważnym elementem tego zadania będzie określenie miejsca, pojemności oraz dostępności miejsc składowania, zwłaszcza na morzu. Aby mieć pewność co do porównywalności wyników takiego mapowania na skalę całego kontynentu oraz możliwości ich

Zgodnie z postanowieniami lutowego szczytu energetycznego UE, do 2015 r. ma się zakończyć budowa wewnętrznego rynku energii UE, który zapewni swobodny przepływ gazu i prądu między krajami.

wykorzystania w celu zaprojektowania optymalnej sieci, powinny być podejmowane działania ukierunkowane na opracowanie wspólnej metody oceny pojemności magazynowej. W celu zapewnienia przejrzystości w kwestii składowania i technologii CCS ogółem, Komisja powinna opublikować europejski atlas miejsc składowania CO₂, który będzie obrazował potencjał w zakresie składowania.

Ograniczenia możliwości w zakresie publicznego i prywatnego finansowania w ciągu najbliższych lat nie powinno stanowić wymówki, skutkującej odroczeniem budowy określonej infrastruktury i realizacji odpowiednich inwestycji. Dzisiejsze inwestycje to

w rzeczywistości konieczny warunek dla przyszłych oszczędności i dlatego też powodują one ograniczenie całościowych kosztów realizacji celów politycznych UE. Na podstawie opinii wyrażonych przez instytucje i zainteresowane strony na temat cytowanego planu działania Komisja zamierza pod przewodnictwem prezydencji Polski przygotować kolejne wieloletnie ramy finansowe i odpowiednie inicjatywy. Wnioski te uwzględnią aspekty regulacyjne, jak i finansowe, w szczególności poprzez instrumenty na rzecz bezpieczeństwa energetycznego i infrastruktury energetycznej oraz włączenie priorytetów energetycznych jako zasadniczego elementu do innych programów UE w kolejnej perspektywie finansowej na lata 2014–20.

Autor jest dr. nauk prawnych, adiunktem Uniwersytetu Jana Kochanowskiego, członkiem Stowarzyszenia Dziennikarzy Polskich.

Przypisy

- 1 Dane Stowarzyszenia na rzecz Efektywności ETA oraz Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji, strona: <http://www.proinwestycje.pl/index.php?lang=pl> (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 2 wnioski z debaty: Plan Marshalla dla infrastruktury. *Naświetlamy problem, póki jeszcze możemy*, Warszawa 22.02.2011.
- 3 COM (2010) 677 wersja ostateczna, Bruksela, 2010.
- 4 Konsultacje dotyczące przyszłej strategii „Europa 2020”, KOM(2009)647, wersja ostateczna, Bruksela, 2009.
- 5 Konkluzje prezydencji, Rada Europejska, marzec 2007 r.
- 6 30 proc w przypadku odpowiednich warunków.
- 7 COM(2010) 639.
- 8 Strategia „Europa 2020”, COM(2010) 2020.
- 9 Rozporządzenie o bezpieczeństwie dostaw 994/2010 – weszło w życie 2 grudnia 2010 r.
- 10 Konkluzje prezydencji Rady Europejskiej z 19/20 marca 2009 r., 7880/09.
- 11 Wytyczne dla TEN-E i rozporządzenie finansowe w sprawie TEN. Patrz: sprawozdanie z realizacji TEN-E za okres 2007–2009, COM(2010)203.
- 12 C.T. Szyjko, *Drogi rozwoju polskich regionów w perspektywie budżetu UE na lata 2014–20*, [w:] *Biznes & Ekologia* nr 96/97/2011 s. 16–17. ISSN 1429-5512.
- 13 *Conclusions on energy*, European Council on 4.02.2011, PCE 026/11, pełny tekst na: http://ec.europa.eu/energy/time_to_act_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 14 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE.
- 15 wystąpienie na IV edycji międzynarodowej konferencji CEE GAS SUMMIT „Polska a światowy rynek gazu”, organizowana przez Top Consulting, Warszawa 7–8.02.2011, teksty dostępne na stronie: <http://www.tcct.pl/> (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 16 tamże.
- 17 procedury dofinansowania znajdują się na stronie: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/grants/20110228_ten_e_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 18 <http://www.forbes.pl/tagi/4493/guenther-oettinger> (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 19 http://ec.europa.eu/clima/funding/ner300/index_en.htm (dostęp z dnia 15.02.2011).
- 20 Wstępne badanie FEED (Front End Engineering Design) sieci CCS wykonane dla Yorkshire and Humber wykazało, że początkowe inwestycje w dodatkową przepustowość rurociągów byłyby opłacalne nawet w przypadku realizacji kolejnych podłączeń do sieci na przestrzeni kolejnych 11 lat. Badanie potwierdziło także doświadczenia wyniesione z innych sektorów, czyli fakt, że inwestycje w zintegrowane sieci przyspieszyłyby zastosowanie technologii CCS na dużą skalę przez skonsolidowanie procedur wydawania pozwoleń, obniżenie kosztów podłączenia źródeł CO₂ do pochłaniaczy oraz zapewnienie możliwości składowania wychwytywanego CO₂ natychmiast po uruchomieniu instalacji do wychwytywania.