

Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą zasobów własnych, mechanizmów rynkowych (ekonomiki) i innowacyjnych technologii

Autor: prof. Jan Popczyk, pracownik Politechniki Śląskiej

(Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki – marzec 2008)

**Energetyka przestała być obszarem, gdzie poszukuje się prawdy.
Stała się obszarem, gdzie robi się interesy polityczne.
To trzeba zmienić,
w XXI wieku funkcjonowanie energetyki musi być oparte na wiedzy.**

Po dwóch latach centralizacji całej energetyki (w szczególności konsolidacji elektroenergetyki, wzmocnienia dominującej roli PGNiG SA, centralizacji zarządzania w Kompanii Węglowej itd.) nie można wskazać praktycznie niczego, co zostało skutecznie rozwiązane, a nie mogło być lepiej rozwiązane bez centralizacji. Jest za to jasne, że dwa lata zostało stracone na wielkie zamieszanie, czyli na przegrupowania, których dokonywały siły polityczne, oraz na czekanie na wynik przegrupowania (bazowi pracownicy merytoryczni). Jest też jasne, że zamieszanie nieprędko się skończy.

Realizowana przez dwa lata strategia centralizacji była najgorszą z możliwych, bo polegała na konsolidacji niezrestrukturyzowanych przedsiębiorstw i tworzeniu niebezpiecznych dla gospodarki dominujących na rynku podmiotów gospodarczych. Ponadto była to strategia coraz silniejszej wzajemnej izolacji poszczególnych sektorów: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa. Taka strategia skutkuje kontynuacją technologiczną. Centralizacja sektorowa i kontynuacja technologiczna są groźne ogólnie w energetyce, jednak szczególnie groźne są w elektroenergetyce, i potencjalnie w górnictwie. W elektroenergetyce kontynuacja technologiczna polega przede wszystkim na decyzjach inwestycyjnych dotyczących zastosowania wielkoskalowych technologii węglowych, w dodatku w postaci rozwiązań prototypowych w skali światowej, np. w postaci bloków nadkrytycznych 440 (Pątnów na węgiel brunatny, Łagisza na węgiel kamienny) i 850 MW (Bełchatów), lokujących w Polsce ryzyko związane z tymi technologiami. W górnictwie polega na inwestycjach w tradycyjne wydobywanie, w szczególności polega na budowie nowych ścian wydobywczych i nowych szybów w kopalniach węgla kamiennego oraz nowych kopalń węgla brunatnego.

Najgorszą sprawą jest jednak to, że został niezwykle umocniony korporacyjny ład w energetyce, który w innych obszarach rząd próbował przecież zwalczać (i dobrze). W rezultacie został stworzony bardzo silny, antyinnovacyjny front, który skutecznie blokuje wpisanie się Polski w realizację unijnego Pakietu energetycznego 3 x 20, a ostatnio projektu dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej, oraz wykreowanie polskiego rolnictwa energetycznego, które staje się na świecie siłą sprawczą głównego kierunku innowacyjności, tzn. produkcji paliw drugiej generacji i uniwersalizacji technologicznej obejmującej wszystkie trzy rynki końcowe energii: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. W ten sposób marnowana jest w Polsce w szczególności historyczna szansa zastąpienia klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji wsi nowoczesną reelektryfikacją mającą podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej wytwórczej i w rolnictwie energetycznym. To wszystko się dzieje w czasie, kiedy koncerny samochodowe prześcigają się już w informacjach o zaawansowaniu rozwoju technologii hybrydowych i

wodorowych, a Airbus wykonuje pierwszy lot na paliwie gazowym i przygotowuje się do wykorzystania biopaliw.

W wyniku centralizacji miało być dobrze, a jak jest – wszyscy widzą

Seria bardzo zróżnicowanych wydarzeń oraz nowe zjawiska, z którymi mieliśmy do czynienia w ostatnich miesiącach 2007 r., najwyraźniej obnażają słabość centralnego zarządzania w energetyce, mającego na celu zastąpić rynek, i pokazują zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego z tytułu takiego zarządzania. Podstawowym „oddziedziczonym” zagrożeniem jest brak systemu regulacji zorientowanego na inwestorów (natomiast nie na korporacyjne przedsiębiorstwa energetyczne), mianowicie systemu osadzonego w środowisku kosztów referencyjnych dla poszczególnych technologii uwzględniających internalizację kosztów zewnętrznych. Słabość polityki energetycznej ostatnich dwóch lat polegała także na tym, że rząd kompletnie nie dostrzegał wielu nowych szans, np. szansy na szybki wzrost segmentu energetyki odnawialnej i transformację polskiego rolnictwa oraz modernizację polskiej wsi.

W tym miejscu ważną sprawą jest odniesienie się do zrealizowanego programu konsolidacyjnego w elektroenergetyce i wylansowanych strategii rozwojowych, za które odpowiedzialność ponosi nie tylko były rząd, ale także korporacja elektroenergetyczna oraz zagraniczne firmy konsultingowe. Z wielkich zapewnień o reformie rynkowej pozostały: recentralizacja i remonopolizacja elektroenergetyki. Stopień centralizacji organizacyjnej (PGE, Tauron, Grupa Zachodnia, Grupa Północna) i zarządzania (centralizacja funkcji) jest znacznie większy niż we Wspólnocie Energetyki i Węgla Brunatnego funkcjonującej do września 1990 r., którą trzeba było zlikwidować. Na przykład w strategii PGE wprowadzono rachunek wyrównawczy (ceny transferowe) praktycznie taki, jaki był stosowany w WEiWB. Spółka Matka (PGE) oraz koncern górnictwo-wytwórczy (głównie BOT) i handel hurtowy (PGE Electra) zostały uwolnione od ryzyka, które w całości przełożono na obrót detaliczny, czyli na odbiorców (tak jak w monopolu). Zaplanowano całkowicie centralny rozwój innowacyjnej energetyki rozproszonej, mimo że jeszcze nikt na świecie nie wymyślił, jak centralnie wdrażać innowacje, i że główne problemy współczesnej energetyki rozproszonej są właściwością gmin (technologie energetyczno-ekologiczne, paliwa biomasowe drugiej generacji, energetyka rozproszona jako infrastruktura krytyczna w sytuacjach kryzysowych w gminach i inne).

Niepowodzenie sztandarowych działań rządu w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, podjętych w ostatnich dwóch latach jest ewidentne. Kiedy konsolidacja w elektroenergetyce, uzasadniana głównie względami bezpieczeństwa energetycznego i potrzebą poprawy efektywności ekonomicznej funkcjonowania elektroenergetyki, weszła w drugiej połowie 2007 r. w końcową fazę, zaczęły się natychmiast ujawniać negatywne skutki w postaci rzeczywistego wzrostu kosztów (np. kosztów wynikających z pakietów socjalnych) i potencjalnego bardzo istotnego wzrostu cen energii elektrycznej (pod tym względem sygnałem jest wzrost cen na giełdzie w pierwszych dniach stycznia 2008 r. do około 600 zł/MWh). W górnictwie węgla kamiennego interwencjonizm państwowy (centralizacja zarządzania Kompanią Węglową, inkorporacja Kopalni Budryk do Jastrzębskiej Spółki Węglowej) spowodował dotkliwie osłabienie bezpieczeństwa energetycznego. (W Kompanii Węglowej 2007 rok zakończył się ujemnym wynikiem finansowym, a 2008 rozpoczął się pogotowiem strajkowym. Z kolei Kopalnia Budryk dotknięta została na przełomie 2007/2008 najdłuższym strajkiem w polskim górnictwie, trwającym aż 46 dni.)

Spektakularnymi przykładami nieefektywności, mającymi w ostatnich dwóch latach podłoże w interesach politycznych, są ponadto: (1^o) skrajnie destrukcyjny przykład ustanowienia siedziby Polskiej Grupy Energetycznej w Lublinie, a z drugiej strony całkowite zahamowanie działań na rzecz realizacji jednego z najważniejszych unijnych celów energetycznych, którym jest zapewnienie odbiorcom dostępu do konkurencyjnego rynku energii elektrycznej (zapewnienie

tańszej energii elektrycznej), (2°) wzmocnienie dominującej (praktycznie monopolistycznej) pozycji przedsiębiorstwa PGNiG na rynku gazu ziemnego i całkowite zahamowanie działań na rzecz realizacji innego z najważniejszych unijnych celów energetycznych, którym jest zapewnienie odbiorcom dostępu do tańszego gazu, (3°) praktyka regulacyjna (realizowana przez Urząd Regulacji Energetyki), blokująca wykorzystanie potencjału rozwojowego kogeneracji tkwiącego w ciepłownictwie, hamująca wejście Polski na drogę oszczędności paliw pierwotnych oraz redukcji emisji CO₂, a z drugiej strony dopuszczanie do kuriozalnego marnotrawstwa biomasy we współspalaniu, (4°) blokowanie unijnego Pakietu energetycznego 3 x 20, który ma na celu pobudzenie w Unii rozwoju energetyki innowacyjnej i rolnictwa energetycznego oraz działań na rzecz środowiska naturalnego, (5°) zakup udziałów w polach gazowych na Morzu Północnym, który jest niezwykle drogi i nie tworzy żadnych trwałych podstaw pod dywersyfikację dostaw gazu ziemnego dla Polski, (6°) projekt gazoportu w Świnoujściu, który od początku jest obciążony nieudolnością organizacyjną (w szczególności brakiem kontraktów na dostawy gazu), (7°) przebieg negocjacji dotyczących polskiego uczestnictwa w budowie elektrowni atomowej Ignalina, które w ostatnich dwóch latach są obciążone niejasnością rządowych celów strategicznych (zwłaszcza w zakresie budowy jednolitej unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego) i niewydolnością przedsiębiorstw elektroenergetycznych uwikłanych w konsolidację, (8°) projekt przedłużenia ropociągu Odessa-Brody, czyli budowy polskiego odcinka do Płocka, który miał być jednym z istotnych sposobów dywersyfikacji zasilania Polski w ropę, a okazał się krótkotrwałym zabiegiem propagandowym, (9°) zablokowanie (poprzez politykę kadrową) prac nad realizacją pierwszego polskiego projektu zgazowania węgla kamiennego, przygotowanego przez Zakłady Azotowe Puławy i KWK Bogdanka, otwierającego w perspektywie 2020 r. drogę do zastosowań tej technologii w energetyce, (10°) sygnałem negatywnych skutków są także narastające konflikty z Komisją Europejską na tle niedotrzymywania przez Polskę dyrektyw rynkowych, środowiskowych, efektywnościowych i innych (związanych).

Ogólnie, centralne zarządzanie stało się źródłem chaosu, którego egzemplifikacją są m.in.: (1°) uwolnione i niewolnione ceny energii elektrycznej, (2°) sprawa przydziału uprawnień do emisji CO₂, (3°) sprawa Traktatu Akcesyjnego w części dotyczącej uprawnień do emisji SO₂ (i dyrektywy LCP)¹⁾, (4°) stanowisko byłego rządu polegające na tym, że Polska nie jest w stanie wypełnić celów obligatoryjnych unijnego Pakietu 3 x 20.

Z drugiej strony występują nowe zjawiska w takiej postaci jak: (1°) nawałnica inwestorów w energetyce wiatrowej, (2°) narastająca fala inwestorów w segmencie technologii energetyczno-ekologicznych (w energetyce biometanowej i w rolnictwie energetycznym), (3°) nowy kierunek aktywności unijnych inwestorów strategicznych zainteresowanych budową wielkich bloków (*green field*) w Polsce.

Wszystkie wymienione wydarzenia i zjawiska są bardzo charakterystyczne. Na przykład pokazują, że nie ma powodu bać się o brak inwestorów. Ale trzeba im zapewnić stabilne środowisko rynkowe (i regulacyjne). Nie zapewnia takiego środowiska polityczna kadra (rynek nie znosi kadrowych decyzji politycznych, które są destrukcyjne dla bezpieczeństwa energetycznego). Z kolei sprawa możliwości wypełnienia przez Polskę celów obligatoryjnych unijnego Pakietu 3 x 20 pokazuje niezwykle ważną wagę otwarcia na niezależne badania. Szkody wynikające z braku takich badań są ewidentne.

W tym miejscu trzeba się odnieść do raportu przedstawionego przez Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej nt. „ENERGETYKA ŚWIATA i POLSKI. Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 roku” (Jan Soliński, „Energetyka” nr 13/2007). Jest to bardzo kompetentny raport w tradycyjnej konwencji. Ale wniosek, że zalecany przez Unię 20-procentowy udział odnawialnych źródeł energii nie będzie możliwy w Polsce do osiągnięcia jest z gruntu nieprawdziwy (nie uwzględnia potencjału produkcji paliw biomasowych z upraw rolniczych).

Zaistniała sytuacja ma niewątpliwie znamiona pełzającego kryzysu (remonopolizacja, która osiągnęła groźny poziom, ściera się z liberalizacją, która jest obiektywnie potrzebna). Dlatego szczególnie ważna jest synteza uwarunkowań i próba odpowiedzi, czy mimo remonopolizacji mechanizmy rynkowe na obecnym etapie, wspomagane innowacyjnymi technologiami, będą w stanie skutecznie stabilizować bezpieczeństwo elektroenergetyczne, zwłaszcza w okresie przejściowym (do 2020 r.) wymagającym wielkich nakładów inwestycyjnych i będą zabezpieczać Polskę przed nietrafionymi inwestycjami po tym okresie (w perspektywie 2050 r.).

W kierunku mechanizmów rynkowych zarządzania bezpieczeństwem energetycznym

1. Diagnoza stanu obecnego energetyki (elektroenergetyka, gazownictwo, ciepłownictwo, sektor paliw płynnych, górnictwo, energetyka odnawialna) jest wspólna dla wszystkich opcji politycznych. Mianowicie: bezinwestycyjne zdolności wydobywcze górnictwa węgla gwałtownie się kurczą, zdolności wytwórcze elektroenergetyki gwałtownie się dekapitalizują, trudności lokalizacyjne budowy nowych sieci gwałtownie rosną, ryzyko polityczne w obszarze dostaw gazu, a także ropy, rośnie, udział energii odnawialnej w Polsce jest jednym z najniższych w Europie, zarządzanie alokacją uprawnień do emisji CO₂ jest katastrofalne, wielkie ryzyko jest związane z niejasnym stanowiskiem odchodzącego rządu w sprawie sposobu zarządzania po 1 stycznia 2008 r. emisjami SO₂ (sprawa ewentualnego odstąpienia od zapisów Traktatu Akcesyjnego dotyczących dopuszczalnych dla Polski emisji SO₂ na rzecz wypełnienia celów Dyrektywy LCP). Jest to punkt wyjścia do inwestycji rzędu 150...200 mld zł w okresie do 2020 r., których skutki będą sięgać 2050 r.

2. Jest też zgoda, że dopiero po 2020 r. pojawią się realne możliwości dotyczące zastosowań (w pełni komercyjnych) nowych bezemisyjnych technologii węglowych wielkoskalowych, takich jak bezemisyjne technologie węglowo-elektryczne, technologie atomowo-elektryczne i atomowo-węglowe, a także technologie zgazowania węgla i upłynniania węgla. Uzyskana do 2020 r. na świecie dojrzałość bezemisyjnych technologii węglowych obniży też polskie ryzyko ich wdrożenia (obniży ryzyko nietrafionych inwestycji, które w ostatnim dziesięcioleciu dotknęło cały świat, w postaci wielkich kosztów osieroconych w elektroenergetyce).

3. Problemem jest natomiast to, jak przeprowadzić energetykę, nie tylko elektroenergetykę, przez okres od 2008 do 2020 roku, w jaki sposób zapewnić jej efektywność ekonomiczno-ekologiczną i adekwatność z trendami światowymi, w szczególności z globalnymi regulacjami dotyczącymi środowiska naturalnego. Czyli, w jaki sposób poprowadzić dalsze reformy (w elektroenergetyce i gazownictwie), dalszą restrukturyzację (w górnictwie, sektorze paliw płynnych i ciepłownictwie) oraz politykę wdrożeniową dotyczącą innowacyjnych technologii (w energetyce odnawialnej i w wielkim nowym obszarze małoskalowych zintegrowanych technologii energetyczno-ekologicznych). I tu występują zasadnicze różnice między tym, co robił odchodzący rząd i co powinno być robione.

Niniejszy artykuł jest próbą odpowiedzi na to ważne pytanie. Przy tym charakterystyczne (główne) uwarunkowania do odpowiedzi na przykład w segmencie elektroenergetycznym widzi się tu następująco: W przeszłości, kiedy np. roczny wzrost zużycia energii elektrycznej wynosił 8%, czas realizacji wielkoskalowych inwestycji elektrownianych wynosił 10 lat, jednostkowe nakłady inwestycyjne na te elektrownie wynosiły kilka, a nawet dwadzieścia kilka mld zł (na przykład w przypadku takich elektrowni jak Elektrownia Bełchatów), a technologie teleinformatyczne nie istniały, rynek energii elektrycznej był niemożliwy. Współcześnie roczny wzrost rynku nie przekracza na ogół 2%, instalacja małego źródła wytwórczego jest możliwa w ciągu jednego roku, na jego sfinansowanie wystarcza nawet jeden mln zł, a teleinformatyka umożliwia godzinne i krótsze transakcje na rynku obejmującym miliony podmiotów. W takich warunkach stabilizowanie bezpieczeństwa energetycznego za pomocą rynku jest w pełni możliwe.

W udzielonej w artykule odpowiedzi (pozytywnej) zawiera się określony podział ryzyka, odzwierciedlającego istotę rynku. Akceptacja nowej alokacji ryzyka, z coraz większym udziałem odbiorców w tym ryzyku, dokonuje się oczywiście w trudnym procesie. Podstawowa trudność polega przy tym ciągle na braku zrozumienia mechanizmów rynkowych. Dlatego Zespół Politechniki Śląskiej, uczestniczący w badaniach rozpoczętych w 2007 r. w Ramach Projektu „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju” (Projekt finansowany przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego), podjął próbę oceny możliwości wykorzystania mechanizmów rynkowych do zarządzania bezpieczeństwem elektroenergetycznym kraju (najbardziej newralgicznym). Poniżej przedstawia się sześć głównych bloków zagadnień, w których badania były/są ukierunkowane na konfrontację podejścia tradycyjnego i rynkowego. Blokami tymi są²⁾:

1. Porównanie i krytyczna analiza dwóch modeli rynku energii elektrycznej: modelu scentralizowanych usług systemowych i zasady TPA realizowanej na miedzianej płycie oraz modelu cen węzłowych (zawierających sygnały lokalizacyjne) i urynkowionych usług systemowych, rozciągniętych na energetykę małoskalową.
2. Intensyfikacja wykorzystania sieci elektroenergetycznych za pomocą rynkowo zorientowanych modeli dynamicznej obciążalności termicznej roboczej i zwarciowej linii napowietrznych (modeli statystyczno-probabilistycznych, respektujących losową naturę rzeczywistej obciążalności linii) i/lub za pomocą wymiany przewodów w tych liniach.
3. Zastąpienie tradycyjnych metod prognozowania zużycia energii elektrycznej i planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych mechanizmami reagowania odbiorców, a także inwestorów, na sygnały rynkowe.
4. Wykorzystanie rynkowego potencjału wzrostu bezpieczeństwa elektroenergetycznego występującego w podsektorze niezależnych operatorów, związanego z decentralizacją usług systemowych.
5. Wykorzystanie rynkowych modeli zarządzania eksploatacją sieci elektroenergetycznych (planowanie i realizacja procesów eksploatacyjnych), uwzględniających nowe technologie (np. GIS) oraz nowe organizacje (np. *outsourcing*), a także opis procesów eksploatacji językiem modeli statystyczno-probabilistycznych.
6. Porównanie i krytyczna analiza dwóch scenariuszy rozwojowych systemu dostaw energii elektrycznej: scenariusza kontynuacji i scenariusza innowacyjnego (chodzi przede wszystkim o analizę uwzględniającą internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, ale także o internalizację potencjalnych osieroconych kosztów sieciowych).

Podobne badania jak dla elektroenergetyki są potrzebne dla gazownictwa. Przy tym, jeśli nawet w tym przypadku zagadnienia systemowo-sieciowe są łatwiejsze, to z drugiej strony występuje opóźnienie w zakresie urynkowania gazownictwa, a to zwiększa stopień trudności wykorzystania mechanizmów rynkowych.

Dane, których nie można zignorować. Liczby, które pobudzają wyobraźnię

W tabeli 1 przedstawiono w syntetyczny sposób strukturę rynków energii pierwotnej i energii końcowej w Polsce, obecną i potencjalną (uwzględniającą rolnictwo energetyczne). Podejście zaprezentowane w tabeli ma uzasadnienie w niekwestionowanej fakcie, że głównymi problemami, przed którymi stoi świat, Unia i Polska są: dostępność paliw oraz ochrona środowiska naturalnego. Z tablicy widać, że na rynku energii końcowej pojawia się bardzo poważny potencjał rolnictwa energetycznego, w perspektywie korporacyjnej dotychczas w ogóle niezauważalny.

Tabela 1. Oszacowanie (autorskie) rynków energii pierwotnej oraz końcowej uwzględniające potencjał rolnictwa energetycznego)

Paliwo	Rynek w jednostkach naturalnych na rok	Rynek paliw pierwotnych [TWh/rok]	Rynek energii końcowej [TWh/rok]
Węgiel kamienny	80 mln ton	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	220	50
Energia odnawialna	-	-	4/30
Rolnictwo energetyczne	4 mln ha (20 mld m ³ biometanu)	200	170

Uwagi do tabeli 1

1. Węgiel kamienny – całkowite wydobycie wynosi 100 mln t/a, 20 mln t/a stanowi eksport.
2. Gaz ziemny – całkowite zużycie wynosi 15 mld m³/a, 5 mld m³/a wykorzystuje się w przemyśle chemicznym (przede wszystkim przy produkcji nawozów sztucznych). Całe wydobycie krajowe 4,5 mld m³ jest wykorzystywane do celów energetycznych.
3. Energia odnawialna (wykorzystanie/potencjał) – według obecnych wyobrażeń składają się na nią ciągle tylko: biomasa wykorzystana we współpalaniu, hydroenergetyka przepływowa i energetyka wiatrowa. Czyli na rynku końcowym reprezentowana jest obecnie tylko w postaci energii elektrycznej. Takie podejście do energetyki odnawialnej jest już, w świetle Pakietu energetycznego 3 x 20, całkowicie nieuprawnione.
4. Rolnictwo energetyczne – w tabeli ostrożnie jest oszacowany potencjał powierzchni możliwej do wykorzystania. Rynek w paliwie pierwotnym został oszacowany na podstawie wydajności kukurydzy (założenie upraszczające), bez uwzględnienia potencjału postępu biotechnologicznego. Ze względu na fakt, że rolnictwo energetyczne jest całkowicie nową jakością, przytacza się poniżej rozszerzony komentarz odnośnie jego potencjału. Mianowicie, podkreśla się, że wydajność energetyczną z jednego hektara, wynoszącą w przypadku kukurydzy 5 tys. m³ obecnie i 8 tys. m³ biometanu w 2020 r. (w przypadku topinamburu osiągalna wydajność jest jeszcze znacznie większa) można porównać z rocznym zużyciem gazu ziemnego na mieszkańca Polski wynoszącym około 0,3 tys. m³. Wówczas widać, że jeden hektar wystarcza już obecnie do pokrycia ponad 15-krotnego zapotrzebowania na gaz ziemny w całej gospodarce (procesy przemysłowe, energetyka zawodowa, zużycie w sektorze usług, zużycie przez ludność) przypadającego na statystycznego Polaka. Z kolei na rynku paliw transportowych (samochody CNG) jeden hektar przeznaczony pod uprawę kukurydzy wystarcza obecnie do pokrycia zapotrzebowania 10 Polaków, statystycznych. Inaczej wyrażona wydajność energetyczna z jednego hektara upraw rolniczych wynosi, w paliwie pierwotnym, 50 MWh (180 GJ) obecnie i 80 MWh (288 GJ) w 2020 r. Zatem z jednego hektara uzyskujemy obecnie, uwzględniając sprawność przetwarzania energii pierwotnej w agregacie kogeneracyjnym, ilość biometanu potrzebną do produkcji skojarzonej około 17 MWh energii elektrycznej i około 90 GJ ciepła. Są to ilości wystarczające do pokrycia około 7-krotnego zapotrzebowania na energię elektryczną i około 6-krotnego zapotrzebowania na ciepło w całej gospodarce, przypadającego na statystycznego Polaka. (Dla porównania: jeden hektar zapewnia w przybliżeniu żywność dla trzech Polaków.)

5. Rynek energii końcowej został oszacowany z uwzględnieniem sprawności energetycznej charakterystycznej dla stosowanych obecnie technologii. W przypadku energii elektrycznej są to praktycznie tylko technologie systemowe wielkoskalowe, o niskiej sprawności wykorzystania energii pierwotnej w elektrowniach i dużych stratach w sieciach.

W tabeli 2 przedstawiono z kolei oszacowanie wykorzystania biomasy charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych, od technologii w postaci dominującego obecnie współspalania w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, poprzez duże elektrociepłownie węglowe z kotłami fluidalnymi aż do kogeneracji gazowej (biogazowej/biometanowej) małej skali (o mocy jednostkowej poniżej 1 MW_{el}). Oszacowanie, wymagające pogłębionej analizy, wskazuje na wielki, nieświadomiony dotychczas, problem nieefektywności wykorzystania biomasy z punktu widzenia dwóch celów Pakietu energetycznego 3 x 20 (zwiększenia efektywności wykorzystania paliw oraz obniżenia emisji CO₂). W szczególności potwierdzają one dodatkowo wielki błąd regulacyjny tkwiący w decyzji Prezesa URE z 31 maja 2007 r. pozbawiający inwestorów biogazowni zintegrowanych z elektrociepłowniami biogazowymi wynagrodzenia za dwa certyfikaty (zielony i żółty).

Wprowadzenie potencjału rolnictwa energetycznego i potrzeby efektywnego wykorzystania biomasy (a nie takiego jak we współspalaniu w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi) do powszechnej społecznej świadomości jest pierwszym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Tabela 2. Oszacowanie (autorskie) wykorzystania biomasy, charakterystyczne dla różnych technologii energetycznych

Technologia				
Elektrownia kondensacyjna		Elektrociepłownia węglowa		Elektrociepłownia biogazowa
Kocioł pyłowy	Kocioł fluidalny	Kocioł pyłowy	Kocioł fluidalny	
3%	25%	48%	70%	85%

Uwagi do tabeli 2

1. Oszacowania dla źródeł z kotłem pyłowym (elektrownia kondensacyjna i wielka elektrociepłownia węglowa) są zrobione przy założeniu, że udział biomasy w paliwie wynosi 5% oraz, że współspalanie obniża w tych źródłach sprawność o 1 punkt procentowy. Założono też, że energia pierwotna potrzebna na pokrycie strat związanych z ubytkiem sprawności pochodzi w całości z biomasy [A. Jurkiewicz, www.egie.pl]. Oczywiście, w części bloków kondensacyjnych spadek sprawności można ograniczyć, wykorzystując do tego celu duże ilości ciepła odpadowego do suszenia biomasy (potrzebne jest jednak dostosowanie bloków pyłowych do spalania biomasy).

2. W przypadku bloków z kotłem fluidalnym (bloki w Elektrowni Turów, blok w Elektrociepłowni Żerań, uruchamiany blok w Elektrowni Pątnów oraz budowane bloki w Elektrowni Łagisza i Elektrowni Bełchatów) założono, że współspalanie nie obniża sprawności kotła.

3. Założono, że bloki elektrowni, w których jest realizowane współspalanie, przyłączone są do sieci przesyłowej, bloki wielkich elektrociepłowni węglowych do sieci 110 kV, a elektrociepłownia biogazowa zasila bezpośrednio odbiorcę końcowego.

Konwergencja i uniwersalizacja technologii energetycznych

Konwergencja gazownictwa i elektroenergetyki, charakterystyczna dla USA i ostatnio bardzo wyraźnie dla Europy, staje się niewystarczająca. Otwieranie rynków energii elektrycznej i gazu (niezwykle trudne), mające na celu zmianę pozycji odbiorców końcowych na rynku, daje już wyraźne efekty, chociaż (jak to często bywa) inne od bezpośrednio zamierzonych.

Mianowicie, są to efekty polegające na przyspieszeniu uniwersalizacji technologii energetycznych, której początki bez wątpienia łączą się ze światowym rozwojem technologii gazowych, w szczególności w postaci technologii *combi* i kogeneracji gazowej małej skali, w drugiej połowie latach dziewięćdziesiątych. Nie bez znaczenia dla nasilającej się obecnie uniwersalizacji technologii energetycznych jest rozwój technologii LNG w transporcie gazu ziemnego (najpierw morskiego, a potem lądowego), rozwój technologii CNG (w transporcie samochodowym) itp.

Rzeczony rozwój technologii gazowych generalnie stworzył dobre podstawy pod rozwój technologii biometanowych, a te stanowią o wielkich perspektywach całego segmentu biomasowych technologii odnawialnych. Są to perspektywy znacznie większych niż te, które wynikały z dotychczasowego rozwoju technologii biopaliwowych (paliwa płynne w postaci bioetanolu i estrów).

Cztery obszary konwergencji w szeroko rozumianej energetyce.

Za rozwojem technologii gazowych i biomasowej energetyki odnawialnej w naturalny sposób postępuje bardzo szybko konwergencja, obejmująca w szczególności cztery wielkie obszary, wykraczające daleko poza gazownictwo i elektroenergetykę.

Po pierwsze, jest to obszar samych technologii, takich jak: mały agregat kogeneracyjny (także trójgeneracyjny), samochód CNG, klasyczny hybrydowy samochód (także autobus, lokomotywa przetokowa), jak i samochód hybrydowy „tankowany” z instalacji (z „gniazdka”) odbiorcy końcowego na rynku energii elektrycznej (np. prototypowa **Toyota Plug-in HV**, 2007), samochód wodorowy (np. limitowana seria Mercedesa, 2007), wreszcie samolot (np. Airbus) na paliwo gazowe jak i na biopaliwo płynne, i inne.

Po drugie, jest to obszar końcowych rynków energii, mianowicie energii elektrycznej, ciepła i usług transportowych. Mianowicie, od wymienionych powyżej technologii jest już tylko krok do uniwersalnych rozproszonych (masowych) technologii energetycznych zapewniających odbiorcom możliwość indywidualnej dostawy energii elektrycznej i ciepła (czyli umożliwiających odbiorcom w coraz większym stopniu uniezależnienie się od wielkich sieciowych systemów elektroenergetycznych, a także od systemów ciepłowniczych z dala czynnych) oraz zapewniających różne formy transportu (w tym najważniejsze, mianowicie transporty samochodowy i lotniczy, dające ludziom niezależność). Podkreśla się tu, że uniwersalne masowe technologie energetyczne podlegają na rynku prawom konkurencji podobnym do tych, którymi rządzą się rynki poza sieciowymi monopolami technicznymi i regulacyjnymi, w szczególności np. takimi jak współczesny rynek samochodów.

Po trzecie, jest to obszar paliwowy, obejmujący paliwa w postaci gazu ziemnego, paliw płynnych ropopochodnych oraz paliw drugiej generacji: biomasowych paliw odnawialnych płynnych i gazowych, paliw płynnych i gazowych pochodzących (w nadchodzących latach) z przeróbki węgla, zarówno brunatnego jak i kamiennego, a także wodoru (w dalszej przyszłości). Wszystkie te paliwa mogą być już obecnie z podobną skutecznością (efektywnością) wykorzystane w uniwersalizujących się technologiach energetycznych.

Po czwarte, jest to obszar biznesowy, tzn. konwergencja w obszarze organizacji i zarządzania (sieciowego) przedsiębiorstwami. Tu największe znaczenie mają obecnie przekształcenia (fuzje, przejęcia itp.), których wynikiem jest bardzo szybki wzrost (zwłaszcza w Europie) wielkich grup elektroenergetyczno-gazowych. Jednak wyraźne są już także inne bardzo silne trendy. W ich wyniku powstają całkowicie nowe rozwiązania organizacyjne (nowe segmenty biznesowe). W szczególności są to: (1°) niezależne „sieci” małych, lokalnych przedsiębiorstw multienergetycznych (chodzi tu o proces postępującego „usieciowienia” organizacyjno-kapitałowego, czyli o budowę dużych sieci małych przedsiębiorstw multienergetycznych, które powstawały i powstają w wyniku rozszerzania działalności tradycyjnych przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalne rynki energii elektrycznej i gazu ziemnego), (2°) „sieci” małych przedsiębiorstw produkujących zieloną energię elektryczną (chodzi tu o sieci tworzone w bardzo elastyczny sposób – m.in. z zastosowaniem powiązań kontraktowych, ale także kapitałowych – przez tradycyjnych, wielkich producentów energii elektrycznej), (3°) elektrownie wirtualne, czyli sieci małych źródeł wytwórczych na rynku energii elektrycznej (istotą sprawy w tym przypadku jest zintegrowane sterowanie technologiczne oraz zintegrowane zarządzanie na rynku energii elektrycznej małymi źródłami – o zróżnicowanych właściwościach, wzajemnie się dopełniających – takich jak: elektrownie wiatrowe, szczytowe elektrownie gazowe, źródła kogeneracyjne, elektrownie wodne), (4°) energetyka rozproszona ukierunkowana na utylizację odpadów w rolnictwie i w przemyśle rolno-spożywcym oraz generalnie w przemysłach obciążających środowisko naturalne, a także na utylizację śmieci w sektorze komunalnym (w obszarze tej energetyki rozproszonej charakterystyczne są przede wszystkim źródła kogeneracyjne, a z punktu widzenia *know how* zagadnienia biotechnologiczne są na ogół znacznie trudniejsze do rozwiązania niż zagadnienia energetyczne), (5°) rolnictwo energetyczne, czyli segment upraw energetycznych na potrzeby produkcji biopaliw oraz biogazu/biometanu (jest to bez wątpliwości segment rolnictwa o bardzo wielkich perspektywach, stanowiący potencjalne źródło najistotniejszych zmian strukturalnych, mianowicie zmieniający strukturę cen żywności i energii oraz zbliżający poziom konkurencji w dostawach energii do poziomu konkurencji w dostawach żywności).

Potrzeba nauki koncernowej.

Oczywiście, postęp w dziedzinie technologii energetycznych będzie zapewniany w kolejnych latach głównie przez dostawców tych technologii. Ale bez wątpliwości, nowe trendy wymagają wielu różnorodnych działań rozpoznawczych i dostosowawczych ze strony samych przedsiębiorstw energetycznych. W tych działaniach muszą się znaleźć badania o charakterze stosowanym, obejmujące prognozowanie rozwoju i praktycznych zastosowań, w tym obszar doświadczeń eksploatacyjnych (projekty demonstracyjne) związanych z nowymi technologiami, a także badania studialne dotyczące ekonomiki rynkowej (w aspekcie makroekonomicznym, uwzględniającym dochodzenie do pełnej internalizacji kosztów zewnętrznych) i badania systemowe dotyczące aspektów ekologicznych nowych technologii (rozpatrywanych także przez pryzmat internalizacji kosztów zewnętrznych). Są to badania niezbędne z punktu widzenia redukcji ryzyka kosztów nietrafionych inwestycji w segmencie zastosowań tradycyjnych sieciowych technologii energetycznych, czyli są konieczne z punktu widzenia budowy przez tradycyjne przedsiębiorstwa energetyczne swojej konkurencyjności na rynku (z uwzględnieniem w strategiach rozwojowych tych przedsiębiorstw inwestycji w rozproszoną energetykę innowacyjną, bądź bez jej uwzględnienia).

Jednak w obszarze oficjalnych działań firmowanych przez byłego rząd nie ma dotychczas w ogóle miejsca na pogłębioną analizę nowych trendów (ich dalekosiężnych konsekwencji). Nie ma też miejsca na tworzenie podstaw pod naukę koncernową (uprawianą w skonsolidowanych, w ostatnich dwóch latach, przedsiębiorstwach na ich potrzeby i finansowaną przez te przedsiębiorstwa). W rezultacie szybkie umocnienie, za sprawą byłego rządu, dominującej roli przedsiębiorstw nie pociąga za sobą budowy w nich właściwych centrów kompetencji (centrów studiów i badań w

zakresie nowych trendów rozwojowych, nowych technologii, ekonomiki rynkowej, internalizacji kosztów zewnętrznych). Pewien wyjątek stanowi przedsiębiorstwo PSE Operator, w którym rozpoczyna się budowę odpowiedniego centrum badań/analiz.

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości faktu, że następuje uniwersalizacja technologii energetycznych i konwergencja rynków energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych, i że konieczne jest odwołanie się przedsiębiorstw energetycznych do poważnych badań naukowych na rzecz tej uniwersalizacji, jest drugim wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Siedem tez do rozważań o energetyce rozproszonej

Poniżej przedstawia się siedem tez na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej. Chodzi przy tym o rozwój w horyzoncie długoterminowym, w szczególności w horyzoncie 2020. Tezy są następujące:

Teza 1. Wyczerpuje się fundamentalny (merytoryczny) potencjał wdrożeniowy zasady TPA jako mechanizmu, ogólnie na świecie, zwiększania konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu. Zmniejszenie w 2006 r. liczby odbiorców korzystających z zasady TPA jest dotkliwą praktyczną porażką polskiego systemu regulacji w elektroenergetyce (systemu kosztowej w gruncie rzeczy regulacji konkurencyjnego rynku energii elektrycznej opartego na zasadzie TPA). Realizacja rządowego programu konsolidacji wytwórczo-dystrybucyjnej elektroenergetyki i centralizacja obrotu w gazownictwie (w PGNiG), a także niewystarczający zakres zrealizowanych działań przed pełnym otwarciem rynków energii elektrycznej i gazu, które formalnie nastąpiło 1 lipca 2007 r. (przede wszystkim brak inwestycji w systemy teleinformatyczne i pomiarowe) pogłębił tę porażkę. W rezultacie nie ma podstaw do prognoz, że negatywna sytuacja ulegnie w bliskiej przyszłości odwróceniu (bez radykalnej zmiany podejścia do regulacji).

Teza 2. Narasta siła nowych technologii, które uchylają furtkę do konkurencji na rynku energii elektrycznej i gazu poza zasadą TPA. Mianowicie, pojawiła się na przykład możliwość odwrócenia utrwalonego przez dziesięciolecie schematu, że sieć stanowi podstawowe zasilanie, natomiast lokalne źródło wytwórcze nie ma pełnej wartości z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Obecnie dojrzałość technologiczna małych źródeł wytwórczych często jest wystarczająca do tego, aby je uznać za pełnowartościowe zasilanie podstawowe, a sieć traktować jako zasilanie rezerwowe. Stąd wynika ważna konsekwencja, mianowicie opłata przesyłowa powinna wynikać z wartości zasilania sieciowego dla odbiorcy, a nie z potrzeby pokrycia kosztów operatora. Oznacza to możliwość pojawienia się *stranded costs* u operatorów.

Teza 3. Zapoczątkowanie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ pokazało marność merytoryczną mechanizmu w postaci Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (zarówno KPRU-1 jak i KPRU-2) w odniesieniu do emisji CO₂. Systemy wsparcia energetyki odnawialnej i skojarzonej oparte na certyfikatach (zielonych, czerwonych, żółtych) wprowadzone w Polsce są istotnym postępem w skali UE w aspekcie prawidłowej internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska. Jednak uniwersalizacja technologii energetycznych umożliwia i jednocześnie tworzy presję na zastosowanie dalej idących rozwiązań, zwłaszcza po 2012 r. (zamykającym okres obowiązywania ustaleń protokołu z Kioto z 1997 r.), mianowicie polegających na jednolitym podejściu (produktowym) do internalizacji tych kosztów. Jedynie takie podejście umożliwi w nadchodzących latach redukcję szarej strefy i ograniczenie nieefektywności interwencjonizmu państwowego (etatystycznego systemu) w obszarze bezpieczeństwa ekologicznego.

Teza 4. Niesymetryczny (historyczny) system podatkowy, w szczególności akcyzowy (np. wysoka akcyza na benzynę i olej napędowy, brak akcyzy na gaz ziemny), nieadekwatny do osiągniętego już poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, staje się główną barierą ograniczającą wzrost

efektywności dostawy energii i paliw do odbiorców końcowych w Polsce (i w Unii). System ten w warunkach bardzo szybkiego rozwoju technologii energetycznych i ich uniwersalizacji staje się z jednej strony niestabilny (powoduje ryzyko inwestorów), z drugiej natomiast jest przyczyną narastania szarej strefy podatkowej w energetyce. Zatem ujednoczenie podatków na paliwa i energię (w ramach określonych przez UE), adekwatne do osiągniętego poziomu uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, jest koniecznością. Skutkiem ujednoczenia podatków w energetyce (ogólnie rozumianej) będzie nowa struktura konkurencyjności paliw (technologii energetycznych).

Teza 5. Strategia Komisji Europejskiej (budowa jednolitej unijnej przestrzeni bezpieczeństwa energetycznego, a nie elektroenergetycznego), kierunek restrukturyzacji polskiej elektroenergetyki (sektorowa konsolidacja wytwórczo-dystrybucyjna) oraz uniwersalizacja technologiczno-paliwowa (rozwój rozproszonej energetyki odnawialno-gazowej) narzucają w Polsce koncepcję ilościowego modelu bezpieczeństwa elektroenergetycznego odbiorcy (BEEO). Mianowicie: $BEEO = BEEU + BEEK + BEER$. Poszczególne składniki (funkcjonały losowe, mniej dokładnie funkcje losowe, albo w największym uproszczeniu zmienne losowe) odnoszą się w zapisanej sumie do poziomu unijnego – BEEU, krajowego – BEEK oraz indywidualnego odbiorcy (chodzi o udział własny odbiorcy w zagwarantowaniu sobie bezpieczeństwa środkami dostępnymi w segmencie energetyki rozproszonej oraz poprzez obniżanie własnej elektrochłonności) – BEER. Do zbudowania miary ilościowej tak rozumianego bezpieczeństwa elektroenergetycznego (określenia jego składowych) w warunkach działania konkurencji nadają się dwie mierzalne wielkości, stosunkowo wiarygodne. Są to: (1°) współczynnik odporności (obejmujący substytucyjność) technologii na warunki kryzysowe (strajki, terroryzm – w tym terroryzm polityczny państw niedemokratycznych, awarie – obejmujące także *blackouty*) oraz (2°) osiągalny, na danym etapie, czas (zdolność) odpowiedzi technologii na sygnały rynkowe (zmiany cen, zmiany podatków), zależny głównie od skali technologii (i nakładów inwestycyjnych) oraz od jej dojrzałości (rozwojowej).

Teza 6. Nabiera znaczenia trend, w którego ramach rozwój energetyki rozproszonej staje się produktem „ubocznym” działań na rzecz ochrony środowiska. Jest to rezultat wymagań dotyczących utylizacji odpadów w produkcji rolnej oraz w przetwórstwie rolno-spożywczym, do której można wykorzystać technologie zgazowania biologicznego biomasy. Znaczenie tego niszowego, na razie, segmentu polega na tym, że inwestorzy spoza elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa zdobywają na nim *know how* w zakresie rynku energii (energii elektrycznej, ciepła oraz gazu) i tworzą sobie podstawy do działań na dużą skalę w energetyce biometanowej, polegających na produkcji z biomasy uprawianej energii elektrycznej i ciepła (ewentualnie na produkcji biometanu przeznaczonego do zatłaczania do sieci gazowej, albo do transportu z wykorzystaniem technologii LNG i/lub CNG). Spodziewanym efektem będzie rozwój ważnego segmentu energetycznego w postaci rolnictwa energetycznego.

Teza 7. Niezwykle ważny, dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, staje się całkowicie nowy kontekst. Jest to kontekst przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju. Szczęólnego znaczenia nabiera pod tym względem ocena wpływu energetyki rozproszonej na kształtowanie systemu osadniczego i na jego przekształcenia. Podkreśla się, że w środowiskach odpowiedzialnych za politykę rozwoju regionalnego kraju (w środowiskach zewnętrznych w stosunku do elektroenergetyki zawodowej i gazownictwa) istnieje zgoda, że ocena ta musi obejmować szeroko rozumianą internalizację kosztów zewnętrznych (środowiskowych) związanych z użytkowaniem energii (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych), przy uwzględnieniu ograniczeń wynikających z globalnej konkurencji. W rezultacie przyjmuje się, że polityka rozwoju regionalnego kraju (zwłaszcza zakres suburbanizacji i dezurbanizacji) musi obejmować wszechstronną analizę porównawczą kosztów dostaw energii (dostaw za pomocą scentralizowanych systemów sieciowych i dostaw ze źródeł rozproszonych) oraz korzyści po stronie systemów osadniczych (osadnictwa skoncentrowanego i osadnictwa rozproszonego). Oprócz kontekstu przemian przestrzennych w zagospodarowaniu kraju ważny staje się również nowy kontekst

planowania przestrzennego zagospodarowania gmin. Mianowicie, chodzi o planowanie upraw energetycznych w gminach. Planowanie to spowoduje upodmiotowienie, w aspekcie gospodarki energetycznej, gmin rolniczych, które dotychczas znajdowały się na marginesie pod tym względem (około 1500 gmin).

Innowacyjność technologiczna, wykorzystanie własnych zasobów i konkurencja jako istotny składnik bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju

Niżej przedstawiono dwa kierunki działania, które mogłyby stanowić ramy programu energetycznego dla Polski (obejmującego elektroenergetykę wielkoskalową i rozproszoną), uwzględniającego współczesne globalne uwarunkowania. Są to w szczególności:

1. Ostrożna kontynuacja procesu włączania Polski w unijną przestrzeń bezpieczeństwa energetycznego na poziomie europejskich systemów sieciowych (elektroenergetycznego, gazowego i naftowego), oparta na podstawach komercyjnych. Odwrócenie procesu realizowanego przez ostatnie dwa lata, polegającego na korporatyzowaniu (utrwalaniu sektorowości) kompleksu paliwowo-energetycznego, zwłaszcza poprzez konsolidację elektroenergetyki i brak liberalizacji gazownictwa. Wejście w proces konwergencji sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego: elektroenergetyki, gazownictwa, ciepłownictwa, sektora paliw płynnych, górnictwa, rolnictwa energetycznego.

2. Wysłanie do Rosji sygnału, że Polska dokonuje konwersji zasobów w rolnictwie polegającej na przejściu od produkcji mięsa przeznaczonego na eksport do Rosji do produkcji biometanu obniżającego zależność Polski od importu gazu z Rosji. Wysłanie sygnału do USA, że Polska podejmuje działania mające na celu ich wsparcie w stopniowym ograniczaniu finansowania niedemokratycznych państw za pomocą wysokich cen ropy naftowej i gazu. (Cel na rzecz wyzwolenia się Polski z nieefektywnej strategii rządowej na kierunku rosyjskim, w szczególności mający na celu zmniejszenie siły rosyjskiego szantażu energetycznego i wzmocnienie działań amerykańskich.)³⁾

Energetyka rozproszona i wielki nowy obszar jej integracji

Kształtowanie się nowego segmentu energetyki rozproszonej elektryczno-cieplno-transportowej będzie się odbywać z wielkim trudem. Na przykład, 2006 rok nie przyniósł w Polsce wzrostu liczby gazowych źródeł kogeneracyjnych (stanowiących ogólnie na świecie początek rozwoju energetyki rozproszonej). Przeciwnie, liczne źródła istniejące, bardzo dobrze dobrane/zooptymalizowane pod względem energetycznym i ekonomicznym, zarówno średniej wielkości (na przykład Siedlce – 15 MW_{el}), jak i mikroźródła (na przykład Tuchów – 66 kW_{el}), zostały wyłączone na skutek synergicznego współoddziaływania (negatywnego): regulacji (MG, URE), braku konkurencji w gazownictwie oraz oporu elektroenergetycznych spółek dystrybucyjnych wobec energetyki rozproszonej. W 2007 r., już po harmonizacji ustawy – Prawo energetyczne z dyrektywą kogeneracyjną (Dyrektywa 2004/8/WE) też niewiele się zmieniło. To zresztą przyspieszyło postęp w zakresie rozpoznania przez niezależnych inwestorów (spoza elektroenergetyki i gazownictwa) innowacyjnych kierunków rozwojowych w postaci rolnictwa energetycznego (biotechnologia środowiskowa i uprawy energetyczne) oraz biometanowych technologii energetycznych (zgazowanie biomasy energetycznej).

Szczegółowe regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej, z natury rozproszonej, przedstawiono w tabeli 3. (Są to regulacje z okresu przed uszczegółowieniem w projekcie dyrektywy dotyczącej rozwoju energetyki odnawialnej, ogłoszonym przez Komisję Europejską w styczniu 2008 r.) Właśnie ta tabela jest wyrazem szybko następującej integracji podejścia do trzech głównych rynków energetycznych: energii elektrycznej, ciepła i paliw silnikowych w transporcie

(w przeszłości energetykę odnawialną łączono praktycznie tylko z rynkiem energii elektrycznej, od kilku lat łączy się ją z rynkiem paliw transportowych, a obecnie rozpoczyna się etap wielkiego wzrostu znaczenia energetyki odnawialnej na rynku ciepła).

W długim horyzoncie czasowym (np. w horyzoncie Pakietu energetycznego Komisji Europejskiej 3×20, tzn. w horyzoncie roku 2020) energetyka rozproszona będzie się stopniowo stawać pomostem do energetyki wodorowej (z wykorzystaniem ogniwa paliwowego). Na drodze do energetyki wodorowej ważną rolę odegra w szczególności wykorzystanie nowych technologii LNG i CNG w transporcie lądowym gazu ziemnego.

Rysunek 1 służy z kolei do zobrazowania nowego miejsca i nowej roli energetyki rozproszonej w szerokim otoczeniu, w kontekście polskim. Bez wątplenia, sytuacja przedstawiona na rys. 1, polegająca na coraz słabszym powiązaniu małych źródeł odnawialnych z systemem elektroenergetycznym i na coraz silniejszej ich wirtualnej integracji z segmentem energetyki rozproszonej elektryczno-ciepłno-transportowej, będzie miała w nadchodzących latach istotne znaczenie i wpływ na upodmiotowienie wszystkich odbiorców energii i nabywców paliw: ludności, odbiorców w sektorze usług, odbiorców przemysłowych. Upodmiotowienie odbiorców będzie się dokonywać w procesie zmian sytuacji energetycznej gmin, stanowiących najbardziej naturalne środowisko dla rozwoju energetyki rozproszonej.

Tabela 3. Regulacje dotyczące rozwoju energetyki odnawialnej (na rynkach sieciowych nośników energii i paliw silnikowych)

Nośnik energii	Wymagany udział energii odnawialnej	Podstawa prawna
Energia elektryczna	2006 r. – 3,6% 2007 r. – 5,1% od 2010 r. – 10,4% 2020 r. – 33%	Ustawa – Prawo energetyczne Rozp. MG z 19 grudnia 2005 r. Rozp. MG z 3 listopada 2006 r. Strategia energetyczna KE – projekt (marzec 2007 r.)
Ciepło sieciowe	2020 r. – 50%	Strategia energetyczna KE – projekt (marzec 2007 r.)
Gaz sieciowy	Sprawa otwarta	Etap autorskiej (J. Popczyk) koncepcji*
Paliwa płynne	do 31 grudnia 2005 r. – 2% przed 31 grudnia 2010 r. – 5,75% 2020 r. – 14%	Dyrektywa 2003/30/WE z 8 maja 2003 r. Strategia energetyczna KE – projekt (marzec 2007 r.)

* Udział energii odnawialnej w rynku gazu ziemnego jest sprawą otwartą. Trzeba jednak pamiętać, że gwałtownie rosną możliwości technologiczne produkcji biometanu. Najbardziej skutecznym sposobem zarządzania wzrostem tej produkcji byłoby określenie wymaganego udziału biometanu w gazie ziemnym i wprowadzenie (obecnie) certyfikatów pochodzenia gazu odnawialnego. Tę koncepcję sygnalizuje się tutaj jako całkowicie nową. (Koncepcją można by objąć także niektóre gazy odpadowe, np. gaz koksowniczy). Podkreśla się, że koncepcja znalazła już zwolenników wśród gazowników (patrz materiały Konferencji nt. „Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój”. Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej, Pomorska Spółka Gazownictwa, Wielkopolska Spółka Gazownictwa. Bydgoszcz, 29 marca 2007 r.).

Poniżej przedstawia się trzy główne działania, które są potrzebne dla zapewnienia rozwoju energetyki rozproszonej (działania, które pozwolą zmierzyć się z jednej strony z ograniczeniami wynikającymi z wyczerpywania się potencjału konkurencji związanego z zasadą TPA, z drugiej natomiast pozwolą odnieść korzyści z integracji różnorodnych innych potencjałów).

1. Potrzebne jest przede wszystkim rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej o sieć między źródłem i odbiorcą oraz o sposób rezerwowania (odejście od doktryny, że system elektroenergetyczny zawsze stanowi podstawowe zasilanie odbiorcy). Potrzebne jest także rozszerzenie pojęcia technologii energetycznej w taki sposób, aby uwzględniało ono w analizach ekonomicznych możliwości posiadane przez wytwórców w zakresie uzyskiwania przychodów na rynku usług systemowych, charakterystyczne dla poszczególnych technologii wytwórczych. Jest to rozszerzenie potrzebne na użytek koncepcji kosztów referencyjnych jako podstawy regulacji prawnych (nowa ustawa – Prawo energetyczne) na rynku dostaw energii.
2. Potrzebne jest wykorzystanie coraz płynniejszego handlu uprawnieniami do emisji CO₂, jako podstawy pod koncepcję jednolitych kosztów referencyjnych (i pod obiektywną/rynkową koordynację rozwiązań na rynkach certyfikatów zielonych, czerwonych i żółtych, a potencjalnie również certyfikatów błękitnych i białych), zwłaszcza pod budowę racjonalnego systemu ustalania wymaganych udziałów energii elektrycznej „zielonej” oraz „czerwonej” i „żółtej” w całkowitej energii elektrycznej zużywanej przez odbiorców⁴. Mianowicie, taką koordynację, która wynika z obiektywnych przesłanek. Wtedy nie będzie trzeba mówić o preferencjach dla energetyki rozproszonej (odnawialnej i kogeneracji). Trzeba będzie natomiast mówić, jak poradzić sobie z balastem w postaci starych, niekonkurencyjnych technologii systemowych, np. takich jak elektrownie węglowe (na węgiel kamienny i na węgiel brunatny), obciążających środowisko.
3. Potrzebne jest stworzenie nowego systemu oceny ryzyk technologii energetycznych oraz oceny efektywności zintegrowanych technologii. (Na przykład, wykorzystanie biomasy w elektroenergetyce powinno być rozpatrywane już obecnie przez pryzmat efektywności, którą hasłowo można by nazwać, niezbyt zgrabnie, efektywnością biotechnologiczno-energetyczno-środowiskowo-podatkową. Wówczas łatwiej byłoby rozwiązywać trudności. Bo w świetle takiego podejścia okazałoby się, że nie ma obiektywnych podstaw sytuacja polegająca obecnie na tym, że istnieje już stosunkowo rozwinięty rynek biopaliw, a nie istnieje jeszcze rynek biometanu (wiadomo już, że biotechnologiczno-energetyczna efektywność produkcji biometanu jest wyższa niż produkcji biopaliw, i tak będzie aż do czasu komercjalizacji technologii zgazowania celulozy). Z drugiej strony okazałoby się też, że to mechanizm fiskalny w postaci akcyzy jest główną zaporą wykorzystania biopaliw w projektach kogeneracyjnych, a nie technologie wytwórcze i fundamentalna ekonomika.



Rysunek 1. Miejsce i rola energetyki rozproszonej w relacji do systemu elektroenergetycznego i do tradycyjnych sektorów paliwowo-energetycznych oraz do potencjalnych obszarów ekspansji tej energetyki

Koszty zewnętrzne

W ekonomice koszty zewnętrzne definiuje się jako różnicę kosztów społecznych i kosztów prywatnych. W elektroenergetyce można obecnie przyjąć, że koszty zewnętrzne w aspekcie środowiska (koszty KZ 1), to głównie koszty uprawnień do emisji CO₂. Roczna emisja całkowita (źródła wielkie i małe) wynikająca ze spalania węgla kamiennego w Polsce wynosi w przybliżeniu: 80 mln ton × 2,2 tony CO₂/tonę = 176 mln ton. Roczna emisja wynikająca ze spalania węgla

brunatnego wynosi natomiast: 60 mln ton \times 1,3 tony CO₂/tonę = 78 mln ton. Przydział uprawnień dla Polski, przyznany przez Komisję Europejską na 2008 rok, wynosi natomiast 208,5 mln ton. Temu odpowiada podział zużycia węgla kamiennego: 60 mln ton – wielkie źródła (elektrownie, elektrociepłownie, wielkie ciepłownie) i zużycie procesowe w przemyśle (huty, cementownie) oraz 20 mln ton – małe źródła (ciepłownicze). Jest to w pełni racjonalna struktura, odzwierciedlająca stan rzeczywisty. (Zatem Polska nie ma istotnych argumentów na zmianę decyzji Komisji Europejskiej).

Przydzielone uprawnienia do emisji CO₂ (także do emisji SO₂) oznaczają nic innego, jak tylko nieopłacone koszty zewnętrzne środowiska. Nieopłacone koszty środowiska będą jednak szybko eliminowane (uprawnienia do redukcji emisji będą redukowane). To powoduje konieczność włączenia szerokiego problemu emisji CO₂ do analiz ekonomicznych poświęconych technologiom energetycznym w ogóle, nie tylko elektroenergetycznym. (W dalszych analizach nie uwzględnia się kosztów zewnętrznych związanych z emisją SO₂. Jest to jednak jeden z wielkich nierozwiązanych problemów. Pokazały to kłopoty z końcówki 2007 r.

Wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych środowiska naturalnego do analiz ekonomicznych dotyczących technologii energetycznych do powszechnej społecznej świadomości jest trzecim wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Tabela 4. Wartość rynków certyfikatów (opłaconych kosztów zewnętrznych środowiska)

Certyfikat	Wartość jednostkowa PLN/MWh	Rynek % (TWh)	Wartość rynku mln PLN/rok
Zielony (bez współspalania)	240	2,5 (3)	720
Czerwony	18	16 (17)	306
Żółty	130	2,5 (3)	390

Pełna internalizacja kosztów zewnętrznych środowiska wytwarza oczywiście nową strukturę konkurencyjności technologii wytwórczych. Jest to związane z tym, że finansowanie technologii odnawialnych i skojarzonych za pomocą certyfikatów (zielonych, czerwonych, żółtych) przestaje być wsparciem tych technologii, zaczyna być należnym wynagrodzeniem za ich cechy ekologiczne, tabela 4. Wsparciem stają się natomiast uprawnienia do emisji CO₂ dla źródeł wielkoskalowych. Wielkość tego wsparcia wynika z podziału uprawnień do emisji CO₂ między rynki energii elektrycznej (elektrownie, elektrociepłownie) i ciepła (elektrociepłownie, wielkie ciepłownie) oraz przemysł (procesy technologiczne w przemyśle cementowym, hutniczym i innych).

Jeśli przyjąć, że roczne uprawnienia przyznane segmentowi produkcji energii elektrycznej, wynoszą około 100 mln ton, to jest to znacznie mniej od potrzeb, wynoszących około 170 mln ton (wynikających z wykorzystania na produkcję energii elektrycznej węgla brunatnego w całości oraz węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach w ilości około 43 mln ton). Powstaje więc sytuacja, w której wielkoskalowa elektroenergetyka będzie musiała opłacić koszty zewnętrzne emisji 70 mln ton CO₂. W tej części będzie to z grubsza zrównanie jej warunków funkcjonowania z warunkami funkcjonowania energetyki odnawialnej i skojarzonej. Koszty zrównania wyniosą około 2,5 mld zł, przy cenie bieżącej uprawnień na rynku uprawnień do emisji CO₂ równej około 10 euro/tonę). Koszty nieopłacone, stanowiące preferencję dla elektroenergetyki wielkoskalowej, wyniosłyby natomiast przy tej cenie około 3,6 mld zł. Jednak w tym wypadku (kosztów nieopłaconych) zasadne jest przyjęcie ceny uprawnień rekomendowanej przez Komisję Europejską dla potrzeb analiz rozwojowych (dla potrzeb analiz efektywności inwestycji), wynoszącej 40 euro/tonę. Wówczas koszty nieopłacone wynoszą około 14,5 mld zł.

Inną kategorią są koszty zewnętrzne w postaci *stranded costs* (kosztów osieroconych) w systemie elektroenergetycznym, czyli charakterystyczne dla rynku energii elektrycznej. W tym obszarze występują dwa rodzaje kosztów. Po pierwsze, są to koszty stanowiące różnicę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w monopolu i na rynku konkurencyjnym określonym przez zasadę TPA (koszty KZ 2a). Za takie można w polskiej praktyce uważać koszty osierocone w postaci kosztów likwidacji kontraktów długoterminowych (KDT). W 2008 r. wyniosą one około 2,3 mld zł. (Łączne koszty osierocone w wytwarzaniu, praktycznie do poniesienia w okresie do 2015 r. wynoszą około 11,5 mld zł.) Po drugie, są to koszty stanowiące różnicę kosztów energii elektrycznej dostarczanej z systemu elektroenergetycznego i za pomocą innowacyjnych technologii rozproszonych (KZ 2b). Łączny koszt opłat przesyłowych wyniesie w 2008 r. około 15 mld zł. Potencjalne koszty osierocone, o których jeszcze w ogóle się nie mówi, ocenia się natomiast na około 3 mld zł (H. Kocot).

Wprowadzenie potrzeby internalizacji kosztów zewnętrznych w postaci kosztów osieroconych, wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji, do analiz ekonomicznych dotyczących technologii elektroenergetycznych do powszechnej społecznej świadomości jest czwartym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Koszty referencyjne technologii

Na przełomie 2006/2007 rozpoczęte zostały, w ramach obszernej tematycznie pracy dla Elektrowni Szczytowo-Pompowych SA, wszechstronne analizy kosztów referencyjnych dla dostępnych technologii energetycznych/elektroenergetycznych (tę część pracy wykonywali J. Popczyk, H. Kocot). Dalej analizy były kontynuowane w ramach Projektu „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne Kraju” finansowanego przez Ministerstwo Edukacji i Szkolnictwa Wyższego (część pracy wykonywana głównie przez H. Kocota). W analizach tych uwzględniono dwa główne założenia. Pierwsze sprowadza się do tego, że jest już możliwe – i zarazem niezbędne! – uwzględnienie rynkowych cen uprawnień do emisji CO₂ w ocenie kosztów energii elektrycznej dla poszczególnych technologii energetycznych, przy docelowym zastosowaniu podejścia produktowego do alokacji uprawnień do emisji CO₂. Drugie mówi o tym, że pojawiły się fundamentalne przesłanki do obniżenia kosztów opłat przesyłowych (do zmniejszenia presji na inwestycje sieciowe). Dlatego konieczne jest uwzględnienie w ocenie kosztów energii elektrycznej (dla tych technologii energetycznych, w których zasilanie podstawowe stanowi źródło lokalne, a zasilanie z systemu jest zasilaniem rezerwowym) wartości (nie kosztu) opłaty przesyłowej. To oznacza potrzebę odejścia w elektroenergetyce od obowiązującej bezwarunkowej zasady konieczności pokrywania kosztu opłaty przesyłowej, czyli zgodę na pojawienie się kosztów osieroconych u operatorów OSP i OSD.

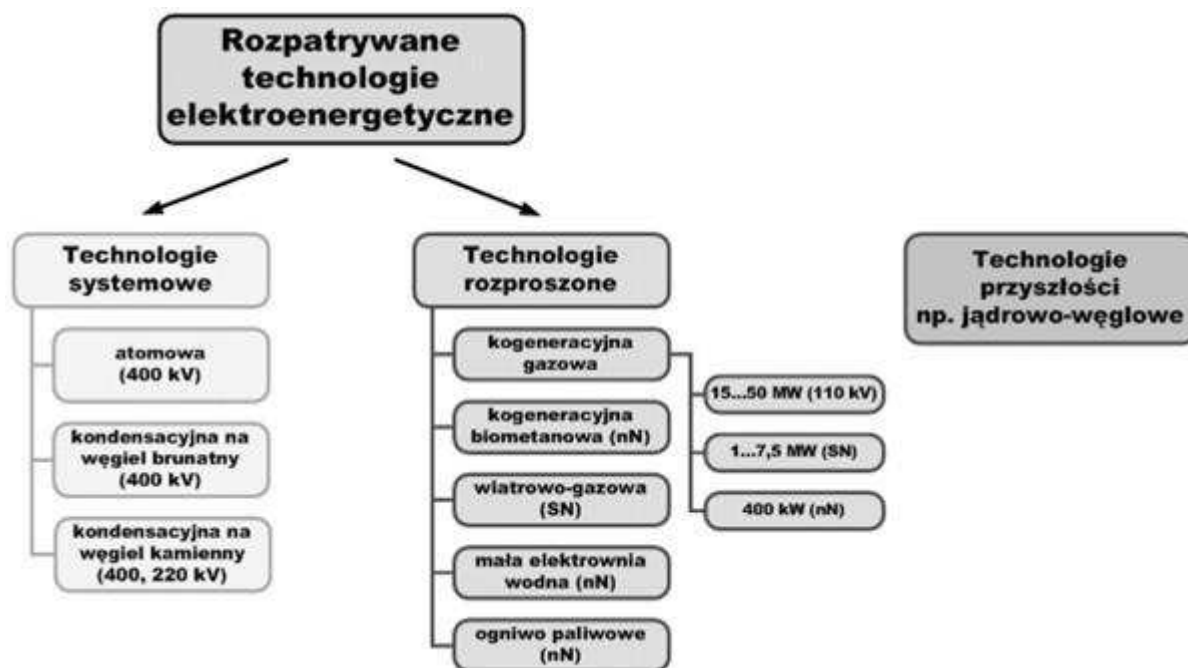


Rysunek 2. Poglądowy schemat do zobrazowania technologii elektroenergetycznej w aspekcie kosztów dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych

W przeprowadzonej analizie technologię elektroenergetyczną określono jako obejmującą: (1°) wytwarzanie energii elektrycznej, (2°) jej dostawę za pomocą sieci przesyłowych oraz rozdzielczych (z uwzględnieniem usług systemowych) i (3°) internalizację kosztów zewnętrznych środowiska, rys. 2. Z kolei na rysunku 3 usystematyzowane zostały technologie elektroenergetyczne, dla których określono koszty referencyjne. Są to tradycyjne technologie systemowe (wielkiej skali), gazowe źródła kogeneracyjne (różnej wielkości) oraz rozproszone zintegrowane technologie odnawialno-gazowe, w tym energetyczno-ekologiczne. Rysunek należy traktować jako punkt wyjścia do dalszych pogłębionych analiz nad listą technologii referencyjnych.

W zastosowanej metodyce obliczeń przyjęto, że koszty referencyjne powinny uwzględniać w jednolity sposób trzy grupy czynników (przede wszystkim). Są to:

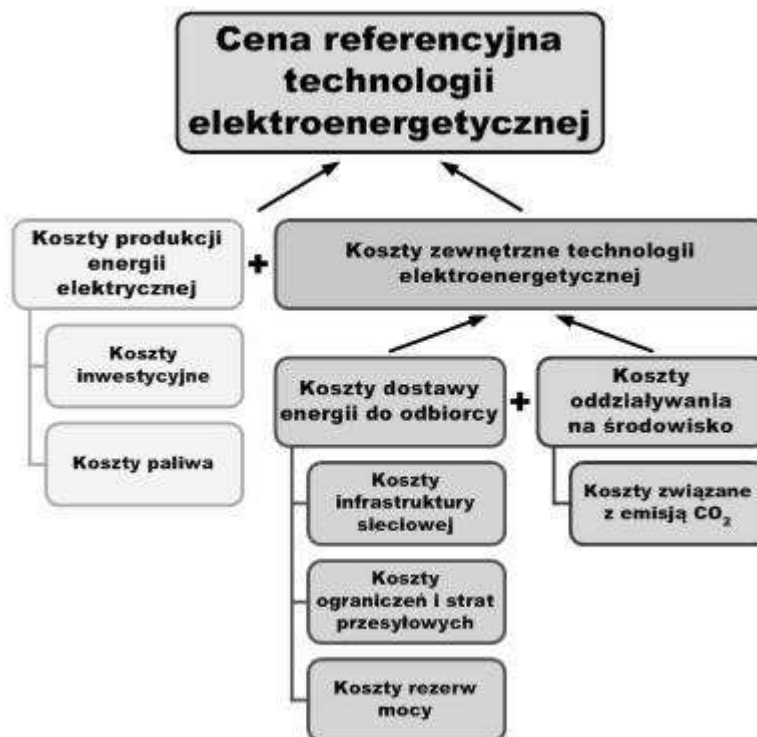
1. Koszty zewnętrzne środowiska. Przez jednolite uwzględnienie kosztów zewnętrznych środowiska, np. związanych z emisją CO₂, rozumie się głównie podejście produktowe (na MWh energii elektrycznej, na GJ ciepła) do rozdziału uprawnień, obejmujące wszystkie źródła, bez względu na ich wielkość.
2. Wycena usług systemowych. Zwłaszcza chodzi tu o wycenę w sensie wynikającym z Dyrektyw bezpieczeństwa dostaw gazu i energii elektrycznej (Dyrektywy 2004/67/WE i 2005/89/WE), a to oznacza przede wszystkim potrzebę wykorzystania potencjału gazowych (w tym biometanowych) źródeł kogeneracyjnych (rozproszonych) na rynku usług systemowych, zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i gazowego.



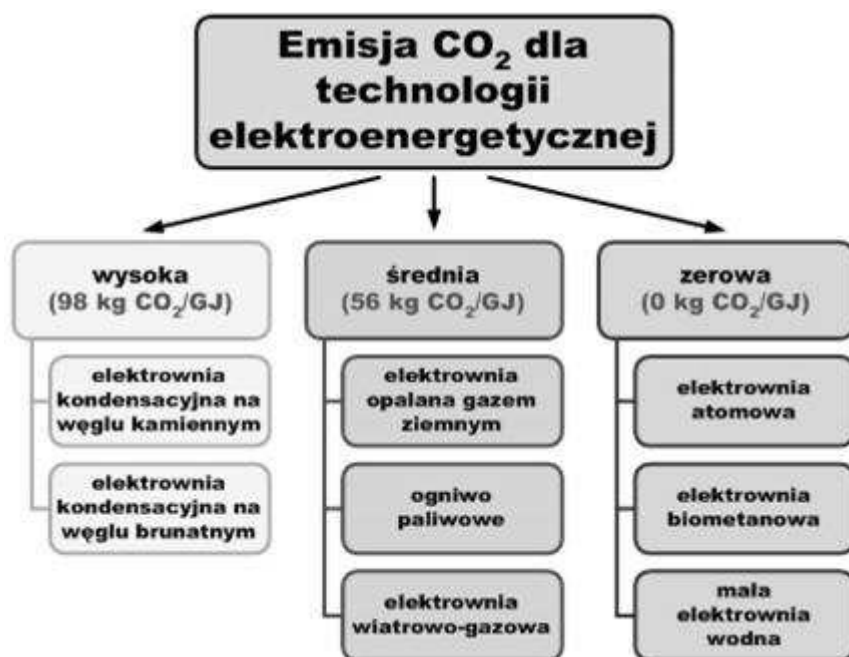
Rysunek 3. Poglądowy schemat do zobrazowania listy referencyjnych technologii elektroenergetycznych

3. Właściwe (w szczególności oparte na metodyce cen węzłowych) szacowanie opłat przesyłowych. W tym wypadku ważne ogólne znaczenie ma zastosowanie zasady, że odbiorcy nie powinni ponosić kosztu sieci, których budowy/modernizacji można uniknąć poprzez budowę lokalnych źródeł, dobrze dobranych do lokalnych warunków. Z tego punktu widzenia ważne jest prawidłowe uwzględnienie sytuacji różnych grup odbiorców końcowych, o której decyduje możliwość substytucji inwestycji (nowych i modernizacyjnych) w obszarze sieci elektroenergetycznych (tradycyjnie traktowanego rozwoju sieci) przez inwestycje w obszarze energetyki rozproszonej, posiadającej wielki potencjał warunkowany postępem technologicznym. Oczywiście, możliwość substytucji jest bardzo zróżnicowana (jest ona największa w sieciach niskiego i średniego napięcia na obszarach wiejskich, o niedostatecznych zdolnościach przepustowych, wymagających według tradycyjnego podejścia głębokiej modernizacji, a z drugiej strony szczególnie nadających się do substytucji za pomocą energetyki rozproszonej).

Na rysunkach 4 i 5 przedstawiono w bardzo uproszczony sposób niektóre aspekty metodyczne wykonanych analiz/obliczeń. Szczegółowe modele do badań analitycznych kosztów referencyjnych, założenia i obszerne wyniki dla warunków polskich zostały natomiast przedstawione między innymi w ramach Konwersatorium „Energetyka przyszłości” (styczeń 2007 r., www.egie.pl).



Rysunek 4. Poglądowy schemat do zobrazowania struktury kosztów technologii

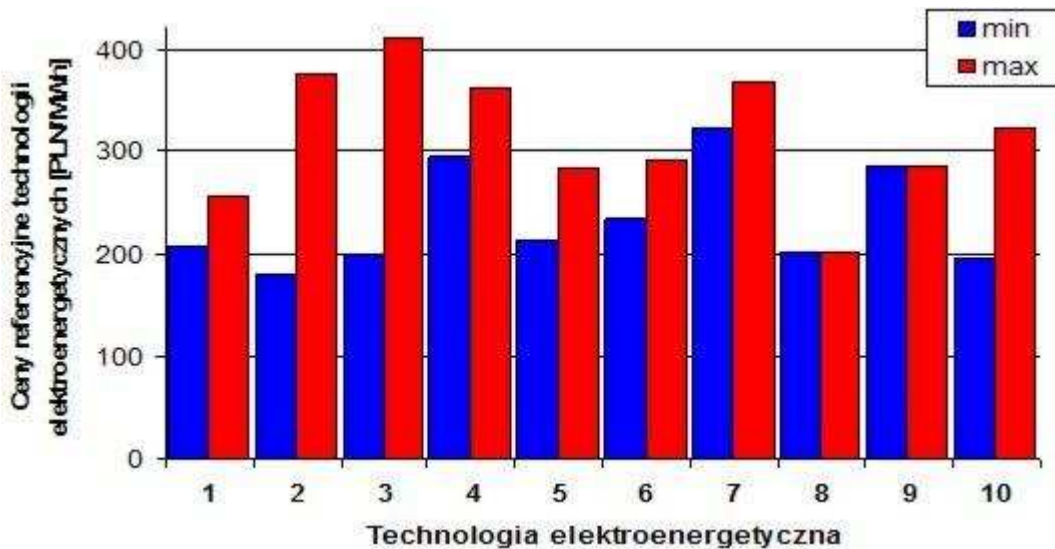


Rysunek 5. Poglądowy schemat do obliczeń emisji CO₂ w analizie kosztów zewnętrznych środowiska (na rynku uprawnień do emisji)

W tabeli 5 przedstawiono, dla grubej orientacji, sumaryczne koszty zewnętrzne modelowych technologii elektroenergetycznych. Różnica kosztów zewnętrznych dla energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców w Polsce z nowych bloków systemowych na węgiel brunatny i z nowych źródeł biometanowych, wynosząca 300 zł/MWh, jednoznacznie wskazuje na to, że wchodzimy w etap przebudowy struktury konkurencyjności technologii elektroenergetycznych. Podkreśla się tu, że przywołana różnica ma miejsce przy cenie uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/tonę, czyli przy cenie zalecanej przez Komisję Europejską do stosowania w analizach rozwojowych. Jest ona znacznie wyższa od bieżących cen na unijnym rynku, które okresowo, np. w marcu 2007 r., spadły nawet do 1 euro/tonę..

Tabela 5. Sumaryczne koszty zewnętrzne (środowiska, usług przesyłowych i usług systemowych) dostaw energii elektrycznej odbiorcom dla dostępnych źródeł energii elektrycznej, w zł/MWh (H. Kocot)

Rodzaj źródła (elektrownia)	Koszty emisji CO ₂		Koszty rezerw mocy	Koszty przesyłu	Suma	
	min	max			min	max
Jądrowa	0,00	0,00	5,14	21,2	26,4	26,4
Na węgiel brunatny	38,30	153,22	3,96	17,6	59,9	174,8
Na węgiel kamienny	36,23	144,93	3,60	20,6	60,4	169,1
Gazowa 20÷50 MW	21,89	87,55	1,94	-19,1	4,7	70,4
Gazowa 1÷7,5 MW	19,15	76,61	1,51	-22,7	-2,0	55,4
Gazowa do 400 kW	19,15	76,61	0,86	-54,9	-34,9	22,6
Wiatrowo-gazowa	15,32	61,29	0,15	-38,1	-22,6	23,3
Biometanowa	0,00	0,00	0,53	-124,6	-124,1	-124,1
Wodna (mała)	0,00	0,00	2,82	-86,3	-83,5	-83,5
Ogniwo paliwowe	19,15	76,61	6,95	-124,6	-98,5	-41,0



Rysunek 6. Koszty referencyjne dla różnych technologii elektroenergetycznych i dla dwóch wartości ceny uprawnień do emisji CO₂: 10 euro/tonę oraz 40 euro/tonę (H. Kocot)

Technologie: 1. – blok jądrowy, sieć przesyłowa, 2 – blok na węgiel brunatny, sieć przesyłowa, 3 – blok na węgiel kamienny, sieć przesyłowa, 4 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć 110 kV, 5 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć ŚN, 6 – kogeneracyjne źródło gazowe, sieć nN, 7 – biometanowe źródło kogeneracyjne, sieć ŚN, 8 – mała elektrownia wodna, sieć ŚN, 10 – ogniwo paliwowe.

Wykorzystując koszty zewnętrzne przedstawione w tabeli 5 można określić koszty referencyjne. Z rysunku 6 wynika, że dla nowych inwestycji (czyli dla ceny uprawnień do emisji CO₂ wynoszącej 40 euro/tonę) najbardziej ekonomiczną technologią jest biometanowe źródło kogeneracyjne (małej skali). Najbardziej niekorzystną technologią jest pod względem ekonomicznym blok na węgiel brunatny (technologia wielkiej skali oparta na spalaniu węgla). O najgorszym miejscu bloku na węgiel brunatny w rankingu decydują wielkie koszty zewnętrzne środowiska (emisji CO₂) oraz wielkie koszty sieci potrzebnej do przesłania energii elektrycznej wyprodukowanej w bloku do odbiorców końcowych.

Użyteczność koncepcji polegającej na wyznaczeniu kosztów referencyjnych i ich uspołecznieniu nie budzi wątpliwości. Negatywne doświadczenia zagraniczne, o wielkiej skali, np. doświadczenia niemieckie z energetyką wiatrową, potwierdzają potrzebę poszukiwania takich rozwiązań jak proponowane tu koszty referencyjne.

Zdolność technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe.

Same koszty referencyjne, dotyczące poszczególnych technologii nie są już wystarczające do oceny konkurencyjności tych technologii na rynku, na którym rządzą coraz bardziej ceny krótkookresowe. Dlatego bardzo ważną staje się w nowej sytuacji ocena zdolności każdej z technologii do odpowiedzi na sygnały rynkowe. W szczególności potrzebne jest opracowanie koncepcji wprowadzenia do oszacowań ryzyka utraty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej parametru w postaci zdolności technologii energetycznej do odpowiedzi na trzy sygnały. Są to: (1^o) rynkowy wzrost cen energii elektrycznej, (2^o) kryzys energetyczny, czyli deficyt mocy zarządzany obecnie metodami operatorskimi (podobnymi do metod w postaci

dawnych stopni zasilania), a w przyszłości możliwy do zarządzania strukturalnymi zmianami podatkowymi (narzędziami w obszarze podatku akcyzowego oraz (3^o) *blackout*. Oczywiście najważniejsza jest ocena minimalnego czasu do odpowiedzi, który zależy mocno od wielu czynników, w tym od potrzebnego kapitału inwestycyjnego.

Na przykład, w przypadku technologii atomowej (poza przypadkiem Elektrowni Ignalina, w której możliwe jest uruchomienie pierwszego bloku już w 2015 r.), obejmującej uzgodnienia lokalizacyjne i rozbudowę sieci przesyłowych, wymagającej ogromnych nakładów do pierwszego efektu, czas odpowiedzi, zarówno na wzrost cen jak i na kryzys, to okres 15 do 20 lat. Dla technologii węglowych czas odpowiedzi na wzrost cen, czyli w przypadku, kiedy będzie chodziło głównie o odbudowę mocy wytwórczych w starych lokalizacjach i nie będzie zasadniczego kłopotu z sieciami, będzie wynosił około 5 lat. Ale czas odpowiedzi na kryzys, związany z deficytem mocy i potrzebą budowy nowych mocy wytwórczych (w starych technologiach spalania) oraz potrzebą rozbudowy sieci przesyłowych i rozdzielczych, a także z potrzebą inwestycji w kopalniach w nowe ściany wydobywcze, będzie wynosił około 10 lat. Czas odpowiedzi czystych technologii węglowych, ukierunkowanych na komercyjną produkcję paliw drugiej generacji (produkcja gazów syntezowych i benzyn syntetycznych) wynosi natomiast nie mniej niż 15 lat⁵⁾, a w przypadku technologii węglowo-jądrowych nie mniej niż 20 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii gazowych, których podstawą jest wykorzystanie gazu ziemnego, czyli czas związany z zapewnieniem dostaw tego gazu z nowych kierunków geograficznych, zarówno za pomocą sieci przesyłowych jak również w przypadku wykorzystania technologii LNG, wynosi nie mniej niż 5 lat. Czas odpowiedzi technologii biometanowych na wzrost cen, związany z kreowaniem ewolucyjnego rozwoju rolnictwa energetycznego i z technologiami zgazowania biologicznego biomasy, wynosi obecnie nie więcej niż 5 lat. Czas odpowiedzi na kryzys w przypadku technologii biopaliwowych, uzależniony od zmian podatku akcyzowego na biopaliwa stosowane w technologiach kogeneracyjnych, mógłby wynosić 3 lata. Czas ten jest związany głównie z reakcją rolników i logistyką w rolnictwie (energetycznym).

Z tego punktu widzenia podkreśla się, że 3-letni czas odpowiedzi na kryzys jest w pełni realistyczny nawet w przypadku technologii biometanowych, które w polskiej elektroenergetyce praktycznie jeszcze nie są znane. Realistyczny charakter tego czasu wynika przede wszystkim z agroenergetycznych doświadczeń niemieckich, ale także z doświadczeń polskich w obszarze biopaliw. Doświadczenia niemieckie polegają w szczególności na gwałtownym wzroście rynku projektów biometanowych. Mianowicie, tylko w 2006 r. niemiecki rynek zwiększył się o ponad 1200 takich projektów, o łącznej mocy elektrycznej wynoszącej około 600 MW. Z kolei w Polsce rynek upraw rzepaku powiększył się w sezonie uprawowym 2006/2007 ponad dwukrotnie. Impulsem było zwiększone, ujawnione na początku 2006 r., zapotrzebowanie na rzepak ze strony polskich wytwórców estrów. Oczywiście, decyzje podatkowe Ministra Finansów ze stycznia 2007 r. dotyczące podatku akcyzowego na biopaliwa zahamowałyby, w przypadku zamkniętej gospodarki, polski rynek uprawy rzepaku. Jednak na otwartym rynku rolnicy nie stracili, bo na polski rzepak pojawiło się wielkie zapotrzebowanie ze strony niemieckich wytwórców estrów. (Decyzje Ministra Finansów pokazują, że wprowadzenie zasady zarządzania bezpieczeństwem energetycznym za pomocą mechanizmów rynkowych wymaga zasadniczej poprawy obecnej jakości polityki podatkowej w obszarze energetyki. W przeciwnym razie nie możemy liczyć na wzrost bezpieczeństwa, musimy się natomiast liczyć z tym, że korzyści z polskiego rolnictwa energetycznego będą mieli inni, np. Niemcy.)

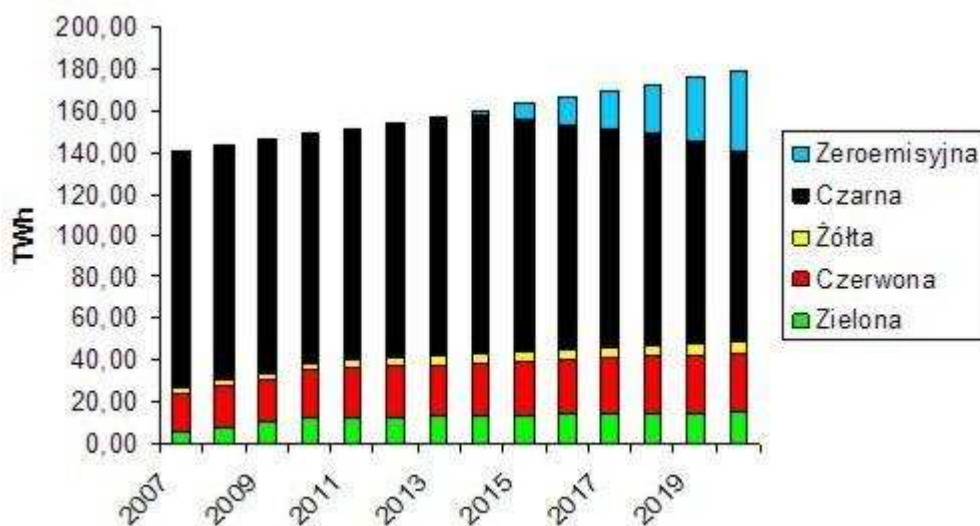
Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości tego, że to koszty referencyjne dla poszczególnych technologii elektroenergetycznych i czas odpowiedzi tych technologii na sygnały rynkowe powinny stanowić podstawę systemu regulacji rynku energii elektrycznej, jest piątym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Analiza porównawcza dwóch scenariuszy rozwojowych elektroenergetyki: kontynuacji i innowacyjnego w perspektywie roku 2020

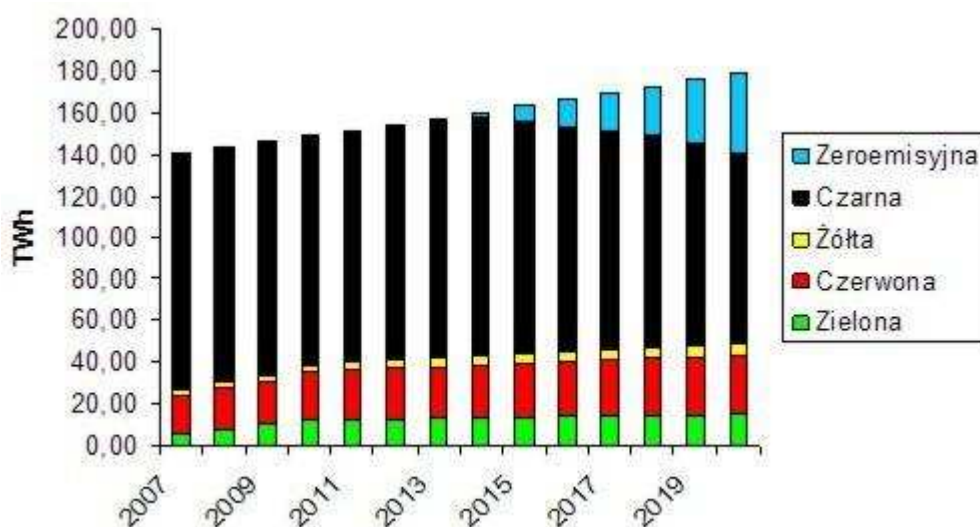
Dokonane porównanie scenariuszy jest próbą zobiektywizowania wyboru strategii rozwojowej (inwestycyjnej) dla elektroenergetyki w okresie przejściowym (do 2020 r.). W analizie ekonomicznej, stanowiącej podstawę porównania, wykorzystuje się koszty referencyjne dla dostępnych technologii wytwórczych, od wielkoskalowych (wymagających rozbudowy sieci przesyłowych) do rozproszonych (zlokalizowanych blisko odbiorców), uwzględniające internalizację kosztów zewnętrznych środowiska naturalnego (emisji CO₂). Scenariusze opisuje się następująco:

Scenariusz kontynuacji. Scenariusz stanowi konsekwencję realizowanej w ostatnich latach polityki bezpieczeństwa energetycznego, w szczególności konsekwencję programu konsolidacyjnego w elektroenergetyce oraz strategii utrwalania dominacji PGNiG w gazownictwie. Głównymi cechami scenariusza kontynuacji są: (1°) wzmocnienie korporacyjnego charakteru elektroenergetyki oraz gazownictwa (wynikające z centralizacji i sektorowej izolacji), (2 °) częściowe wyjęcie inwestycji na rzecz bezpieczeństwa energetycznego spod rygorów efektywności ekonomicznej, (3°) ukierunkowanie na rozwój wielkoskalowych technologii wytwórczych i sieci przesyłowych, (4°) presja inwestycyjna podobna do tej, jaka była charakterystyczna dla elektroenergetyki w gospodarce socjalistycznej w latach siedemdziesiątych i osiemdziesiątych (presja ta jest współcześnie znacznie bardziej niebezpieczna).

Scenariusz innowacyjny. Scenariusz ten jest na razie scenariuszem hipotetycznym. Jest on osadzony w Pakiecie energetycznym 3×20. Głównymi cechami scenariusza innowacyjnego są: (1°) intensyfikacja wykorzystania istniejących zdolności wytwórczych i sieci przesyłowych za pomocą mechanizmów rynkowych (przy minimalnych nakładach inwestycyjnych), (2°) budowa 20-procentowego segmentu innowacyjnej energetyki rozproszonej (elektroenergetyki, ciepłownictwa, paliw transportowych) i wykreowanie rolnictwa energetycznego, (3°) system zarządzania bezpieczeństwem energetycznym oparty na wykorzystaniu zdolności technologii energetycznych do odpowiedzi na sygnały rynkowe w postaci wzrostu cen, (4°) system regulacji ukształtowany na kosztach referencyjnych dostaw energii elektrycznej, uwzględniających pełną internalizację kosztów zewnętrznych (ekologicznych) i wartość usług systemowych (w miejsce kosztów tych usług), oraz w pełni respektujący otwartą konkurencję na rynkach ciepła i paliw transportowych.



Rysunek 7. Udziały (w TWh) poszczególnych rodzajów energii wg scenariusza kontynuacji (H. Kocot)



Rysunek 8. Udziały (w TWh) poszczególnych rodzajów energii wg scenariusza innowacyjnego (H. Kocot)

Na rysunkach 7 i 8 przedstawiono strukturę produkcji energii elektrycznej dla scenariuszy kontynuacji i innowacyjnego odpowiednio. Ze względu na obecną strukturę cen energii poszczególnych „kolorów” uwzględniającą wartości certyfikatów, zwiększony udział tych energii w całkowitej ilości energii produkowanej musi skutkować wzrostem cen energii wypadkowej dla odbiorców. W tabeli 6 dokonano porównania cen energii elektrycznej w poszczególnych latach rozpatrywanego horyzontu czasowego, liczonych w cenach aktualnych (2007) dla rozpatrywanych dwóch scenariuszy.

Tabela 6. Ceny energii po uwzględnieniu zmian struktury wytwarzania poszczególnych rodzajów energii wg scenariusza innowacyjnego i kontynuacji (H. Kocot)

Rok	Cena [zł/MWh]	Zmiana do 2007 r. [%]	Cena [zł/MWh]	Zmiana do 2007 r. [%]
	Scenariusz innowacyjny		Scenariusz kontynuacji B	
2007	153,49	100,00	153,49	100,00%
2008	159,15	103,69	159,15	103,69%
2009	164,47	107,15	164,47	107,15%
2010	171,91	112,00	171,91	112,00%
2011	172,96	112,69	172,96	112,69%
2012	173,97	113,34	174,59	113,75%
2013	174,96	113,99	176,19	114,79%
2014	179,46	116,92	181,30	118,12%
2015	186,22	121,32	187,67	122,27%
2016	192,97	125,72	194,03	126,41%
2017	199,72	130,12	200,39	130,55%
2018	206,48	134,52	206,73	134,69%
2019	213,23	138,92	214,28	139,60%
2020	219,98	143,32	222,59	145,02%

Przedstawione w tabeli 6 ceny uwzględniające rozwój technologii rozproszonych w scenariuszu innowacyjnym oraz rozwój technologii węglowych bezemisyjnych w scenariuszu kontynuacji pokazują, że mniejsze przyrosty cen energii produkowanej powoduje scenariusz innowacyjny. Powodem tego jest wysoki, jednostkowy koszt produkcji w elektrowniach bezemisyjnych, wynoszący ok. 340 zł/MWh. Wartość ta wynika ze zwiększonych nakładów inwestycyjnych (o około 20-35%) oraz z obniżonej sprawności netto takich bloków (do około 28-30%), a co za tym idzie ze wzrostu kosztów zmiennych produkcji.

Wprowadzenie do powszechnej społecznej świadomości tego, że scenariusz innowacyjny rozwoju elektroenergetyki, charakteryzujący się dużym udziałem energetyki odnawialnej (rozproszonej) jest tańszy od scenariusza kontynuacji, jest szóstym wielkim zadaniem, które trzeba podjąć.

Ocena możliwości wypełnienia przez Polskę, poprzez wykorzystanie potencjału rolnictwa energetycznego, unijnych celów określonych w pakiecie energetycznym 3×20

Poniżej przedstawia się uproszczoną koncepcję oceny wystarczalności zasobów rolnych, którymi dysponuje Polska, do wypełnienia (nałożonych na państwa członkowskie) celów obligatoryjnych, sformułowanych w unijnym Pakiecie energetycznym 3×20, w części dotyczącej udziału energii odnawialnej w całym rynku popytowym energii. Dokonane, zgodnie z tą koncepcją, oszacowania liczbowe są w pełni wiarygodne, pomimo zastosowanych uproszczeń metodycznych, i są bardzo optymistyczne. Oczywiście, badania pogłębiające tematykę są niezbędne, zwłaszcza w świetle projektu dyrektywy ze stycznia 2008 r. dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej. Jednak zasadnicze znaczenie ma obecnie wykorzystanie uzyskanych już wyników do sformułowania polskiej strategii konwergencji energetyki i rolnictwa i zaproponowanie innowacyjnego programu

rozwojowego w obszarze o niezwyklej wadze gospodarczej oraz niezwyklej wrażliwości politycznej, adresowanego do tysięcy przedsiębiorców, do setek tysięcy rolników oraz do milionów mieszkańców wsi i użytkowników energii (nie tylko elektrycznej).

Wielkość polskich rynków końcowych energii w 2007 r.

Poniżej przedstawia się zgrubne oszacowanie (własne) rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. W przypadku energii elektrycznej i ciepła podaje się także oszacowanie rynków produkcji (czyli rynków końcowych powiększonych o straty sieciowe i potrzeby własne). Oszacowania są następujące:

1. Energia elektryczna, zużycie/produkcja: 106/140 TWh (około 350 TWh w paliwie pierwotnym).
2. Ciepło ogółem, zużycie/produkcja: 750/850 PJ (około 350 TWh w paliwie pierwotnym):
 - 2.1. Systemy sieciowe: 350/450 PJ.
 - 2.2. Ogrzewanie indywidualne: 400 PJ.
3. Transport, zużycie paliw płynnych (około 150 TWh w paliwie pierwotnym):
 - 3.1. Benzyna: 4,2 mln ton.
 - 3.2. Olej napędowy: 6,4 mln ton.
 - 3.3. LPG: 1,5 mln ton.

Założenia dotyczące wielkości polskich rynków końcowych energii w 2020 r. Założenia przedstawione poniżej są racjonalne w ujęciu eksperckim. Oznacza to, że stanowią one dobry punkt wyjścia do prowadzonych tu ocen, ale mają bardzo otwarty charakter i powinny być bezustannie weryfikowane. Założenia są następujące:

1. *Energia elektryczna.* Zakłada się 2-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wyniesie 26 proc. Wielkość rynku końcowego (zużycie) na koniec okresu wynosi około 135 TWh.
2. *Ciepło.* Zakłada się stabilizację rynku, czyli wielkość rynku końcowego na koniec okresu wynosi około 210 TWh.
3. *Transport.* Zakłada się 3-procentowy roczny wzrost rynku. Zatem wzrost rynku w całym okresie wynosi 43 procent. Wielkość rynku końcowego (zużycie) na koniec okresu wynosi około 210 TWh.

Udziały energii odnawialnej w poszczególnych rynkach końcowych rynkach energii (cele obligatoryjne) w Pakiecie w 2020 r.

W przypadku rynków energii elektrycznej i paliw transportowych udziały przedstawione poniżej są zgodne z celami proponowanymi przez Komisję Europejską dla wszystkich krajów członkowskich Unii. W przypadku rynku ciepła przyjęto udział, który przekracza propozycje Komisji Europejskiej i jest charakterystyczny dla krajów najbardziej zaawansowanych w wykorzystaniu energii odnawialnej na rynku ciepła (np. Niemcy, Austria). Przyjęte udziały są następujące:

1. Energia elektryczna: 33 proc., około 45 TWh.
2. Ciepło: 50 proc., około 105 TWh.
3. Paliwa transportowe: 14 proc., około 30 TWh.

Struktura energii odnawialnej na końcowym rynku energii elektrycznej w 2020 r.

Poniżej zakłada się, że zielona energia elektryczna będzie produkowana w Polsce w 2020 r. z energii wiatrowej i wodnej oraz z biomasy odpadowej, ale przede wszystkim będzie to jednak energia produkowana w źródłach skojarzonych opalanych biometanem pozyskiwanym z roślin energetycznych. Przyjęta struktura jest następująca:

1. Energia elektryczna poza energią z upraw energetycznych (wiatrowa, wodna, z biomasy odpadowej): 10 TWh, czyli około 22 proc.
2. Energia elektryczna z upraw energetycznych: 35 TWh, czyli około 78 proc.

Założenia dotyczące sposobu wykorzystania biomasy uprawianej w 2020 r.

Założenia mają charakter modelowy. W szczególności zakłada się zastępczo, odwołując się do postępującej uniwersalizacji technologiczno-paliwowej, że wymagane udziały energii odnawialnej na wszystkich trzech rynkach końcowych energii zostaną zapewnione poprzez produkcję biometanu. Założenia są następujące:

1. Do dalszych oszacowań zakłada się zastosowanie najefektywniejszej obecnie biotechnologii, mianowicie zgazowania fermentacyjnego roślin energetycznych, ewentualnie z dodatkiem substratów w postaci biomasy odpadowej z produkcji rolnej oraz z przetwórstwa rolno-spożywczego, i wykorzystanie biogazu lub biometanu (uzyskiwanego po oczyszczeniu biogazu). To założenie jest bardzo ostrożne (najprawdopodobniej do 2020 r. nastąpi komercyjne wdrożenie znacznie bardziej efektywnych biotechnologii, mianowicie zgazowania zielonej celulozy oraz bezpośredniej produkcji wodoru z biomasy).
2. Do dalszych oszacowań zakłada się, dla zwiększenia ich przejrzystości, zastosowanie tylko wybranych technologii energetycznych, mianowicie w postaci: (1°) wykorzystania bezpośredniego biogazu uzyskiwanego z upraw energetycznych, (2°) zatłaczania biometanu do sieci gazu ziemnego, (3°) zastosowania, aż do pełnego wykorzystania potencjału produkcji ciepła i energii elektrycznej, agregatów kogeneracyjnych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na energię końcową u odbiorców energii elektrycznej i ciepła, wynoszącą 85 proc., (4°) zastosowania, poza potencjałem produkcji skojarzonej, kotłów gazowych zapewniających łączną sprawność konwersji, energii pierwotnej na ciepło u odbiorcy, wynoszącą 95 proc., (5°) zastosowania samochodów CNG, w miejsce samochodów zasilanych mieszankami paliw tradycyjnych i biopaliw płynnych, przy uwzględnieniu zmniejszonej sprawności wykorzystania paliwa transportowego, czyli biometanu w stosunku do mieszanek płynnych, o 20 proc.
3. Krajowy potencjał ciepła produkowanego z biometanu w skojarzeniu określa się na podstawie struktury produkcji charakterystycznej dla gazowego agregatu kogeneracyjnego o mocy poniżej 1 MW_{el}. Mianowicie, przyjmuje się, że energia elektryczna stanowi 35 proc. w bilansie paliwa pierwotnego, a ciepło 50 proc. (Straty stanowią 15 proc. w paliwie pierwotnym.) Dalej zakłada się, że cała roczna energia elektryczna produkowana z biometanu jest produkowana w skojarzeniu (w 2020 r. będzie to 35 TWh). Wówczas ciepło wyprodukowane w 2020 r. w Polsce z

biometanu w skojarzeniu wyniesie 50 TWh. Produkcja ciepła z energii odnawialnej poza produkcją skojarzoną będzie w takim przypadku w 2020 r. wynosić 55 TWh.

Założenia do oceny potencjału rozwojowego polskiego rolnictwa energetycznego.

Sformułowane poniżej założenia, dotyczące transformacji rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne mają charakter zachowawczy. Mianowicie, odnoszą się one, w pierwszej fazie, nie tyle do transformacji (rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne), co do wykorzystania istniejących nadwyżek ziemi potrzebnej dla rolnictwa żywnościowego. Dopiero w późniejszej fazie może dojść do alokacji fundamentalnej, skutkującej graniczną strukturą wykorzystania ziemi uprawnej do celów energetycznych. Założenia są następujące.

Zakłada się graniczną strukturę wykorzystania całego areału ziem uprawnych (około 16 mln ha), którym dysponuje Polska w następującej postaci: 75 proc. dla potrzeb rolnictwa żywnościowego (12 mln ha) oraz 25 proc. dla potrzeb rolnictwa energetycznego (4 mln ha). Z pewnym prawdopodobieństwem taka struktura może już pociągać za sobą transformację rolnictwa żywnościowego w rolnictwo energetyczne i zmianę relacji cen żywności i energii (prawdopodobieństwo jest jednak niewielkie, zwłaszcza jeśli uwzględni się potencjał wzrostu wydajności rolnictwa żywnościowego w Polsce). Przy tym transformację rolnictwa żywnościowego w energetyczne należy łączyć ze stopniowym wygaszaniem Wspólnej Polityki Rolnej w UE po 2013 r. oraz z otwarciem unijnego rynku żywności na dostawy z krajów opóźnionych w rozwoju (w szczególności z Afryki). A to oznacza, że Polska może zapewnić sobie istotny wzrost efektywności ekonomicznej rolnictwa, istotny wzrost bezpieczeństwa energetycznego, a także stabilizację cen energii, bez istotnego wzrostu cen żywności.

Zakłada się modelowo, dla uproszczenia dalszych oszacowań, produkcję biomasy w postaci kukurydzy. Współczesna wydajność produkcji kukurydzy wynosi około 50 ton/ha, co w przeliczeniu na biometan daje 5 tys. m³/ha. Zakłada się ostrożnie, że na skutek postępu biotechnologicznego wydajność produkcji kukurydzy w 2020 r. wyniesie około 80 ton/ha. Będzie to oznaczać poziom produkcji biometanu wynoszący 8 tys. m³/ha. Na tej podstawie można wyliczyć wydajność energetyczną z hektara, wyrażoną w MWh/ha, w następujący sposób:

$$\text{wydajność} = 8 \text{ tys. [m}^3/\text{ha]} \times \{36 \text{ [GJ/tys. m}^3\} : 3,6 \text{ [GJ/MWh]}\} = 80 \text{ MWh/ha.}$$

Oszacowanie zasobów rolnych niezbędnych do realizacji przez Polskę celów Pakietu energetycznego **3×20.**

Przyjęte założenia pozwalają oszacować zasoby ziemi potrzebne do celów energetycznych w następujący sposób.

1. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku paliw transportowych konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{30 \text{ TWh} : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,8 = \text{ok. } 0,5 \text{ mln ha.}$$

2. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej i na rynku ciepła (35 TWh i 50 TWh, odpowiednio) produkowanych w skojarzeniu konieczna jest powierzchnia gruntów:

$$\{(35 \text{ TWh} + 50 \text{ TWh}) : 80 \text{ MWh/ha}\} : 0,85 = \text{ok. } 1,3 \text{ mln ha.}$$

3. Do pokrycia wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku ciepła produkowanego w kotłowniach (55 TWh), poza źródłami kogeneracyjnymi, konieczna jest powierzchnia gruntów:

{55 TWh : 80 MWh/ha} : 0,95 = ok. 0,7 mln ha.

Wniosek. Łączna powierzchnia gruntów, konieczna dla wypełnienia przez Polskę celów obligatoryjnych unijnego Pakietu energetycznego 3×20, jest istotnie mniejsza od założonej granicznej powierzchni gruntów możliwych do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne (około 4 mln ha, ponad 20 proc.). Podkreśla się, że dokonane oszacowanie uwzględnia postęp biotechnologiczny, co jest całkowicie uprawnione. Bez postępu biotechnologicznego wypełnienie celów byłoby obarczone pewnym ryzykiem (łączna powierzchnia gruntów, konieczna do wypełnienia celów, byłaby wówczas równa granicznej powierzchni możliwej do wykorzystania przez rolnictwo energetyczne). W tym miejscu warto podkreślić bardzo korzystną cechę rolnictwa energetycznego jako jednego z filarów bezpieczeństwa energetycznego. Mianowicie, wzrost zapotrzebowania na energię może mieć w tym przypadku zawsze adekwatną odpowiedź w postaci wzrostu wydajności energetycznej z hektara. Podobna cecha nie występuje w przypadku takich wyczerpywalnych paliw jak ropa naftowa, gaz ziemny, węgiel (oczywiście, w tym przypadku występuje mechanizm postępu technicznego w sferze wydobywania, który w ostatnich latach bardzo wyraźnie zwiększał zasoby ekonomiczne wymienionych paliw na świecie).

Rolnictwo energetyczne: wielki wspólny interes polskiej wsi, rolnictwa i energetyki

Światowy i unijny kontekst energetyczny i ekologiczny.

Pierwszą silną podstawą rozpoczynającej się rewolucji energetycznej na świecie jest stanowisko Stanów Zjednoczonych, które mówią, że nie wolno dłużej finansować niedemokratycznych państw naftowych (i gazowych) – Iranu, Arabii Saudyjskiej, Wenezueli i Rosji – za pomocą wysokich cen ropy naftowej (i gazu). Rezultatem jest gwałtowny rozwój produkcji biopaliw w Stanach Zjednoczonych, i wzrost cen ziemi (w niektórych stanach ziemia zdrożała w 2006 r. o ponad 30%). Drugą silną podstawą tej rewolucji jest unijny Pakiet energetyczny 3 x 20 ogłoszony w marcu 2007 r. oraz projekt dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej ogłoszony w styczniu 2008 r. Dokumenty te czynią z rozproszonej energetyki odnawialnej jeden z najważniejszych filarów rozwojowych bezpieczeństwa energetycznego Unii, a jednocześnie główne narzędzie zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. W rezultacie Wielka Brytania zaproponowała już obniżkę emisji CO₂ do 2050 r. o 60%, a Niemcy o 80%. Trzecią podstawą, fundamentalną, jest światowy wybuch innowacyjnych technologii energetycznych, prowadzący do uniwersalizacji tych technologii, czyli zwiększający skokowo ich podatność na konkurencję. W efekcie technologie energetyczne w postaci agregatu kogeneracyjnego i samochodu hybrydowego, które obecnie mogą być bez istotnych ograniczeń technicznych zasilane bardzo różnorodnymi paliwami, są w stanie obsługiwać już wszystkie trzy podstawowe rynki użytkowania energii, tzn. rynek energii elektrycznej, rynek ciepła i rynek transportowy.

Potencjał rolnictwa energetycznego.

Obecnie z jednego hektara kukurydzy jesteśmy w stanie wyprodukować rocznie 5 tys. m³ biometanu, z półtora miliona hektarów 7,5 mld m³, czyli nieznacznie mniej niż wynosi cały polski import gazu ziemnego, a więcej niż import tego paliwa z Rosji. Zatem należy poświęcić rozwojowi agroenergetyki przynajmniej tyle wysiłku i tyle pieniędzy ile poświęciliśmy od 2006 r. dywersyfikacji zasilania Polski w gaz ziemny, bo to jest problem o tej samej wadze z punktu

widzenie bezpieczeństwa energetycznego, a dodatkowo jest to problem o kluczowej wadze z punktu widzenia bezpieczeństwa ekologicznego oraz z punktu widzenia sytuacji wsi i rolnictwa.

Impuls do rozwoju innowacyjnych technologii około-rolniczych, około-energetycznych i około-ekologicznych.

Rolnictwo energetyczne może być w kolejnych latach obszarem, w którym pojawi się silny impuls do rozwoju innowacyjnych technologii wokół energetycznych, mianowicie: (1°) biotechnologii środowiskowej (utylicacja odpadów w gospodarce komunalnej, w produkcji rolnej, w przetwórstwie rolno-spożywczym, w przemyśle), (2°) biotechnologii wytwarzania biopaliw, biometanu, wodoru z biomasy (w tym z celulozy) oraz (3°) technologii teleinformatycznych dla potrzeb technicznych i rynkowych usieciowanej (wirtualnie) energetyki rozproszonej, w tym dla elektrowni wirtualnych. Rolnictwo energetyczne może być także impulsem do zbudowania w Polsce nowoczesnego przemysłu dostaw urządzeń (służyłoby temu na przykład stworzenie wielkiego rynku popytowego dla Zakładów Cegielskiego i innych przedsiębiorstw – budowa agregatów kogeneracyjnych oraz dla polskich stoczni – produkcja m.in. zbiorników dla biogazowni). Należy przy tym podkreślić, że bariera wejścia na większość z rynków wymienionych innowacyjnych technologii (ale nie na wszystkie te rynki) jest jeszcze stosunkowo niska i jest ona całkowicie do pokonania przez polską naukę, polski przemysł, polskie rolnictwo, polską wieś i polską energetykę.

Korzyści wsi (krótko- i długofalowe).

Krótkofalowo rolnictwo energetyczne skompensuje skutecznie brak reelektryfikacji wsi, czyli programu zapowiadanego od lat przez kolejne rządy, ale w ogóle nie realizowanego (przede wszystkim dlatego, że w warunkach rynkowych reelektryfikacja wsi jest praktycznie nierealistyczna). Zatem krótkofalowo rolnictwo energetyczne ograniczy pogłębiającą się barierę rozwojową wsi polegającą na nieadekwatności (do szybko rosnących potrzeb) infrastruktury w postaci wiejskich sieci elektroenergetycznych. Ponadto, rolnictwo energetyczne umożliwi milionom mieszkańców wsi uczestnictwo w korzyściach z przebudowy energetyki, w szczególności z elektroenergetyki, na bardziej konkurencyjną. Długofalowo rolnictwo energetyczne zapewni wsi polskiej włączenie się w jeden z wielkich obszarów innowacyjności gospodarki w ogóle. Będzie to wynikać między innymi stąd, że skala inwestycji jednostkowych w rolnictwie energetycznym jest stosunkowo niewielka (nakłady na takie inwestycje są rzędu kilku, najczęściej blisko dziesięciu, milionów złotych). Zatem w początkowej fazie rozwoju rolnictwa energetycznego będzie możliwe podmiotowe uczestnictwo w jej rozwoju małych inwestorów, na skalę pojedynczych wsi. (Jest to oczywiście niemożliwe w energetyce dużej skali.) Szacuje się, że rozwój energetyki rozproszonej (biogazowni i systemów kogeneracyjnych) w gminach rolniczych może spowodować napływ komercyjnych inwestycji z tego tytułu na obszary wiejskie rzędu 50 mld zł w horyzoncie 2020 r. To upodmiotowi na trwałe wieś w obszarze elektroenergetyki i ciepłownictwa. Oczywiście, rolnictwo energetyczne, w części stanowiącej bazę surowcową dla przemysłu biopaliw, umożliwi dodatkowo mieszkańcom wsi uczestnictwo w korzyściach ze zmiany struktury rynku paliw dla potrzeb transportu.

Korzyści rolnictwa (krótko- i długofalowe).

Krótkofalowo rozwój agroenergetyki zapewnia polskiemu rolnictwu opłacalne ekonomicznie wykorzystanie dwóch do trzech mln hektarów gruntów odłogowanych (wyłączonych z upraw) oraz ugorów i nieużytków. Jest to około 10 do 15 procent użytków rolnych w Polsce. Długofalowo rozwój agroenergetyki tworzy natomiast fundamentalną podstawę pod trwałą opłacalność produkcji rolnej, polegającą na rozszerzeniu możliwości zbytu produkcji rolnej na dwa wielkie i newralgiczne rynki: żywnościowy i energetyczny. Restrukturyzacja polskiego rolnictwa realizowana w takiej

perspektywie, mianowicie masowego rozwoju bardzo opłacalnych upraw energetycznych, może w przyszłości doprowadzić do przeznaczenia na te uprawy do 4 mln hektarów gruntów ornych i gruntów odłogowanych (obecnie) oraz ugorów i nieużytków i wykreowanie z tego tytułu rocznych przychodów rolników na poziomie około 10 mld zł (według obecnego poziomu cen). W perspektywie długofalowej bardzo ważne jest także to, że rozwój rolnictwa energetycznego może być wykorzystany przez Polskę do aktywnego włączenia się w nieuchronny proces wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej w Unii, z korzyścią dla Polski i dla Unii.

Potrzeba odwrócenia rządowego kierunku działań w szeroko rozumianej energetyce, a zwłaszcza w elektroenergetyce.

Realizowany program konsolidacji sektorowej w elektroenergetyce, polegający na kontynuacji technologicznej, czyli na budowie wielkiej elektroenergetyki systemowej, z wielkimi źródłami węglowymi realizowanymi w tradycyjnych technologiach spalania, wymagającymi istotnej rozbudowy sieci przesyłowych, oddalający tę elektroenergetykę od odbiorcy i wyłączający odbiorcę w zdecydowanym stopniu z decydowania o swojej sytuacji, jest obecnie najgorszym rozwiązaniem z możliwych. Ogólnie, specyfika poszczególnych sektorów kompleksu paliwowo-energetycznego, w szczególności elektroenergetyki, w żadnym wypadku nie może być obecnie wzmocniana, natomiast musi być osłabiana. Odwrócenie programu dla elektroenergetyki i przejście do etapu osłabiania sektorowości w całym kompleksie paliwowo-energetycznym wymaga na poziomie rządu daleko idącej współpracy między ministerstwami. To pociąga za sobą bardzo poważną konsekwencję. Mianowicie, w krótkim czasie musi się ukształtować w rządzie nowy podmiotowy układ kompetencji. W szczególności chodzi tu o nowy typ powiązania kompetencji Ministerstwa Gospodarki i Urzędu Regulacji Energetyki z kompetencjami ulokowanymi w Ministerstwach: Skarbu Państwa (nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami energetycznymi,...), Rolnictwa i Rozwoju Wsi (obszar rolnictwa energetycznego,...), Środowiska (zarządzanie rozdziałem uprawnień do emisji CO₂,...), Infrastruktury (Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju, Plan Zagospodarowania Przestrzennego Gminy,...), Rozwoju Regionalnego (wykorzystanie funduszy unijnych,...), Finansów (koordynacja podatku akcyzowego w obszarze energetyki,...) oraz Spraw Zagranicznych (równoważenie polskich interesów energetyki, środowiska i rolnictwa w polityce unijnej i globalnej). Podkreśla się, że w istniejącym rządzie niezbędna współpraca między ministerstwami jest jeszcze prawdopodobna. Uzgodnienie takiej współpracy jest jednak zawsze znacznie łatwiejsze na etapie tworzenia programu wyborczego przez poszczególne partie (wtedy troska o dobro wspólne ma większe szanse wybicia się nad partykularne interesy poszczególnych ministerstw).

Mapa drogowa budowy rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego Polski (J. Popczyk, styczeń 2008 r.)

Mapę drogową rynkowego programu bezpieczeństwa energetycznego Polski trzeba obecnie budować koncentrując się na koniecznej restrukturyzacji przedsiębiorstw energetyczno-paliwowych, która ma (po konsolidacji) ograniczenia w potencjalnym ryzyku naruszenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kluczowe znaczenie przywiązuje się poniżej do budowy mapy drogowej bezpieczeństwa energetycznego dla rynku energii elektrycznej, na którym niewrażliwe są obecnie interesy przedsiębiorstw: elektroenergetycznych, górniczych i PGNiG SA. Podkreśla się, że rynkowa mapa oznacza odwołanie się do mechanizmów rynkowych, wspomaganą adekwatną (zminimalizowaną) regulacją ze strony państwa, na którą przejściowo składa się nadzór właścicielski nad przedsiębiorstwami Skarbu Państwa (do czasu ich prywatyzacji), regulacja cen oparta na kosztach referencyjnych uwzględniających internalizację kosztów zewnętrznych środowiska (minimalizująca ryzyko inwestorów) oraz podatki. Punktem wyjścia do mapy przedstawionej poniżej jest koncepcja zarządzania ryzykiem utraty bezpieczeństwa uwzględniająca trzy czynniki: (1°) zdolność technologii do odpowiedzi na rynkowy

wzrost cen energii elektrycznej (prognozowany w kolejnych latach), (2°) zdolność technologii do odpowiedzi na kryzys (bilansowy) na rynku energii elektrycznej, czyli na sytuację, w której państwo będzie skłonne między innymi do nowej koordynacji podatku akcyzowego w obszarze szeroko rozumianej energetyki, (3°) odporność technologii na ryzyko regulacyjne (w tym na remonopolizację elektroenergetyki), na które narażeni są inwestorzy (konkurencja mająca podstawę w zasadzie TPA i konkurencja możliwa częściowo poza tą zasadą).

Oczywiście, opracowanie mapy powinno nastąpić poprzez poddanie gruntownej weryfikacji licznych scenariuszy (dostępnych w postaci wyników prac wiarygodnych zespołów badawczych zajmujących się w Polsce problematyką bezpieczeństwa energetycznego w całości, a nie tylko bezpieczeństwa elektroenergetycznego). Jeden z tych scenariuszy (przykładowy, całkowicie realistyczny) ma następującą postać:

1. Budowa elektrowni wiatrowych o mocy 2000 MW (roczna produkcja energii elektrycznej 5 TWh), horyzont – 2013 r. Opcja kontynuacji budowy elektrowni wiatrowych po 2013 roku aż do mocy 6000 MW (do poziomu łącznej rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej około 12 TWh), horyzont – 2020 r.

2. Wykorzystanie potencjału kogeneracji (rozproszonej) tkwiącego w ciepłownictwie i w przemyśle (3000 MW_{el}), wymagającego około 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie, horyzont – 2013 r.

Rynek energii elektrycznej 2007 r.	15%
Rynek ciepła 2007 r.	15%

3. Zwiększenie krajowego wydobycia gazu ziemnego (o około 1,5 do 2 mld m³ rocznie), praktycznie bezinwestycyjne, horyzont – 2011 r.

Rynek energii elektrycznej 2007 r.	5%
Rynek ciepła 2007 r.	5%

Budowa infrastruktury, opartej na technologiach LNG i CNG, do wspomaganie intensyfikacji wykorzystania krajowych zasobów gazu ziemnego, z opcją wykorzystania tej infrastruktury w przyszłości w energetyce rozproszonej opartej na gazach syntezowych z przeróbki węgla (kamiennego i brunatnego), horyzont – 2020 r.

4. Wykorzystanie 1 mln ha gruntów pod uprawy energetyczne przeznaczone do produkcji biometanu (np. 50 mln ton kukurydzy, 5 mld m³ biometanu w roku), horyzont – 2013 r.

Rynek energii elektrycznej 2007 r.	15%
Rynek ciepła 2007 r.	15%

Zastąpienie klasycznej (sieciowej) reelektryfikacji wsi nowoczesną reelektryfikacją mającą podstawę w innowacyjnej energetyce rozproszonej wytwórczej i w rolnictwie energetycznym, czyli we własnych zasobach wsi. Opcja wykorzystania 4 mln ha gruntów pod uprawy energetyczne, horyzont – 2020 r.

5. Określenie kosztów referencyjnych i wybór kierunków inwestowania w obszarze wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego (wykorzystania czystych technologii węglowych, synergicznych technologii węglowo-jądrowych)⁶⁾ w aspekcie potrzeby minimalizacji inwestycji nietrafionych, horyzont – 2010 r. Realizacja czterech instalacji demonstracyjnych w segmencie czystych technologii węglowych: (1°) przemysł chemiczny – górnictwo węgla kamiennego (ZA Puławy – KWK Bogdanka), (2°) elektroenergetyka – górnictwo węgla kamiennego (Tauron), (3°) elektroenergetyka – górnictwo węgla brunatnego (BOT), (4°) gazownictwo (PGNiG) – górnictwo węgla kamiennego, horyzont – 2015 r.

Wybór strategii dotyczącej ewentualnego wykorzystania energetyki atomowej w Polsce: odwołanie się do importu z Unii i Ukrainy vs. budowa bloków atomowych na terytorium Polski i rozbudowa wewnętrznej sieci przesyłowej konieczna ze względu na wymagania związane z przyłączeniem tych bloków. Podkreśla się, że budowa bloków na terytorium Polski jest rozwiązaniem cechującym się dużą ekspozycją na ryzyko, wymagającym wielkiego zakresu rozbudowy sieci dla wszystkich potencjalnych lokalizacji bloków: Żarnowiec, Kopań, Warta-Klempicz, Nowe Miasto, Małkinia, Wyszków, Chodcza, Gościeradów. Z punktu widzenia energetyki atomowej trzeba wziąć pod uwagę fakt, że nie jest ona obecnie sprawą poszczególnych krajów członkowskich, ale całej Unii. Jeśli energetyka ta okaże się konkurencyjna, co jest jednak mało prawdopodobne, to poszczególne kraje członkowskie staną przed problemem, czy elektrownie atomowe mają budować u siebie, czy importować energię z elektrowni atomowych, które zostaną wybudowane przez inwestorów w krajach posiadających duże doświadczenie (tam, gdzie ekspozycja na ryzyko jest mniejsza). Horyzont – 2015 r.

7. Uzgodnienie (na poziomie regulacji prawnych) systemu podatkowego (skoordynowanych poziomów akcyzy i zasad odpisów amortyzacyjnych) dla inwestycji energetycznych. Określenie przez rząd (URE) referencyjnych stóp dyskontowych dla operatorów sieciowych oraz cen dla poszczególnych technologii wytwórczych (tradycyjnych węglowych, gazowych, odnawialnych, atomowych), horyzont – 2013 r.

8. Wprowadzenie produktowego (na kWh, GJ, litr paliwa silnikowego, kupowanych przez odbiorcę końcowego) przydziału uprawnień do emisji CO₂, horyzont – 2012 r. (koniec obowiązywania KPRU-2).

9. Stworzenie sieci źródeł rozproszonych odnawialno-gazowych (10 tys. źródeł, w tym ogniwo paliwowych, w części zależnej od rozwoju światowego rynku tych ogniwo), horyzont – 2020 r.

Realizacja przedstawionej mapy drogowej zapewnia bezpieczeństwo energetyczne Polski, przez odwołanie się tylko do sił rynkowych, w perspektywie przynajmniej dziesięciu lat w następującym sensie: Działania (1) do (4) oraz (9) zapewniają rozwój segmentów wytwórczych (podażowych) wynoszących około 25% rynku energii elektrycznej (2007) i 20% rynku ciepła (2007). Przy rocznym wzroście rynku energii elektrycznej wynoszącym 1,5...2,0% oraz przy stabilizacji rynku ciepła, a nawet przewidywanym jego przejściowym kurczeniu się, jest to potencjał całkowicie wystarczający do ochrony bezpieczeństwa energetycznego i wykorzystania najbliższych dziesięciu lat na wejście Polski w nową strategię energetyczną związaną z wykorzystaniem wielkoskalowych technologii bezemisyjnych.

Zakończenie

Centralizacja energetyki i utrwalenie jej branżowości nie tylko nie przygotowały Polski w ostatnich dwóch latach do wykorzystania historycznej szansy wejścia na drogę innowacyjności w tym obszarze, ale spowodowały dotkliwą remonopolizację. Osłabienie remonopolizacji było stosunkowo łatwe bezpośrednio po przejściu władzy przez liberalno-wiejską koalicję w końcu 2007 r., kiedy korporacyjne struktury były jeszcze chwiejne. Po kilku miesiącach jest ono zdecydowanie trudniejsze (przy tym zakłada się tu, że rząd chce dokonać zmian). Opublikowanie przez Komisję Europejską w styczniu 2008 r. projektu dyrektywy dotyczącej wykorzystania energii odnawialnej spowodowało ofensywę energetyki korporacyjnej przeciwko celom Pakietu energetycznego 3 x 20. Ofensywa jest ułatwiona ze względu na negatywne stanowisko byłego rządu dotyczące Pakietu i brak stanowiska obecnego rządu w tej sprawie. Dodatkowo jest ułatwiona tym, że rząd, były i obecny, nie podjął wysiłku, aby działania konsolidacyjne zrównoważyć działaniami po stronie regulacji. Jest to sytuacja, która osłabia środowisko prorynkowe (prokonkurencyjne, proinnowacyjne).

Jeśli chodzi o regulację, to wymaga ona na obecnym etapie już nie kosmetycznych zmian, ale poważnej reformy, najgłębszej w swojej dotychczasowej historii (od 1997 r.). Trzema najważniejszymi kierunkami tej reformy powinny być: (1°) zapoczątkowanie przenoszenia regulacji z końca (z odbiorcy) na początek (na inwestora), w tym szybkie wzmocnienie sygnałów lokalizacyjnych, np. w postaci cen węzłowych, (2°) wprowadzenie kosztów referencyjnych, uwzględniających koszty zewnętrzne środowiska (przede wszystkim w produkcji energii elektrycznej, ale również w produkcji ciepła), a także potencjalne koszty osierocone sieciowe, (3°) modernizacja regulacji w obszarze działania operatorów dystrybucyjnych (w obszarze intensywnego rozwoju rozproszonej energetyki odnawialnej i kreowania usług systemowych nowego typu).

-
- ¹⁾ Wielkie ryzyko było związane z niejasnym stanowiskiem byłego rządu w sprawie sposobu zarządzania po 1 stycznia 2008 r. emisjami SO₂ (ewentualne odstępianie od zapisów Traktatu Akcesyjnego dotyczących dopuszczalnych dla Polski emisji SO₂ na rzecz wypełnienia celów Dyrektywy LCP mogło spowodować wyłączenia mocy nawet kilka tysięcy MW).
 - ²⁾ Wyniki przedstawione w Raporcie z badań, odnoszące się do zagadnień stanowiących przedmiot bloków 1, 2 i 6 są już dojrzałe. Zagadnienia stanowiące przedmiot bloków 3 do 5 są tylko wstępnie przedstawione.
 - ³⁾ Ważne jest także nadanie do Wielkiej Brytanii sygnału, że Polska jest przygotowana do wejścia w proces wygaszania Wspólnej Polityki Rolnej. (Stworzenie w tym obszarze podstaw pod wspólne działania brytyjsko-polskie, korzystne dla Polski.)
 - ⁴⁾ W okresie, kiedy będą funkcjonować dwa równoległe systemy: system KPRU i handlu uprawnieniami do emisji CO₂ oraz system certyfikatów (czyli co najmniej do 2012 r.).
 - ⁵⁾ Podany długi okres jest charakterystyczny dla technologii polegającej na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania wielkich (1000 MW) bloków *combi* (gazowo-parowych). Technologie polegające na wykorzystaniu gazu z przeróbki węgla do zasilania energetyki rozproszonej mają zdecydowanie krótszy czas odpowiedzi na sygnały rynkowe.
 - ⁶⁾ Jedną z kluczowych spraw jest określenie sposobu wykorzystania produktów czystych technologii węglowych, np. gazu syntezowego (wiadomo, że gaz ten może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w wielkich blokach *combi*, zintegrowanych z instalacjami zgazowania węgla, albo dla potrzeb energetyki rozproszonej, z wykorzystaniem transportu gazu za pomocą systemów: sieciowego, LNG lub CNG).