

*analiza...opinie...raport...analiza...opinie.*

# **W KIERUNKU NOWOCZESNEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ**

## **Energia elektryczna**

Mariusz Swora (red.)

Marek Woszczyk, Hanna Trojanowska, Jan Rączka, Zdzisław Muras,  
Mariusz Swora, Henryk Kaliś, Mariusz Przybylik, Magdalena Śliwka

# **W KIERUNKU NOWOCZESNEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ**

## **Energia elektryczna**

Mariusz Swora (red.)

Marek Woszczyk, Hanna Trojanowska, Jan Rączka, Zdzisław Muras,  
Mariusz Swora, Henryk Kaliś, Mariusz Przybylik, Magdalena Śliwka



## **Autorzy raportu:**

### **Marek Woszczyk**

prezes Urzędu Regulacji Energetyki

### **Hanna Trojanowska**

pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej,  
podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki

### **Jan Rączka**

dr nauk ekonomicznych, prezes Narodowego Funduszu  
Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

### **Zdzisław Muras**

dr nauk prawnych, wykładowca akademicki w WSEiZ,  
dyrektor Departamentu Przedsiębiorstw Energetycznych  
w URE

### **Mariusz Swora**

dr nauk prawnych, adiunkt na WPiA UAM w Poznaniu

### **Henryk Kaliś**

przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej  
i Gazu Ziarnego

### **Mariusz Przybylik**

dyrektor w A.T. Kearney – sektor energetyczny

### **Magdalena Śliwka**

zastępca dyrektora Instytutu Obywatelskiego



## Spis treści

O raporcie .....	7
<b>Marek Woszczyk</b> Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – stan obecny i podstawowe wyzwania .....	23
<b>Hanna Trojanowska</b> Bezpieczeństwo energetyczne – znaczenie energetyki jądrowej .....	40
<b>Jan Rączka</b> Inteligentna energia kluczem do bezpieczeństwa energetycznego .....	48
<b>Zdzisław Muras</b> Bezpieczeństwo energetyczne a odnawialne źródła energii i kogeneracja .....	80
<b>Mariusz Swora</b> Bezpieczeństwo energetyczne – sieci elektroenergetyczne .....	93
<b>Henryk Kaliś</b> Bezpieczeństwo energetyczne: perspektywa dużych odbiorców energii elektrycznej .....	106

**Mariusz Przybylik**

Bezpieczeństwo energetyczne – finansowanie  
inwestycji w energetyce ..... 134

**Magdalena Śliwka**

Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście  
wykorzystania węgla – innowacyjność, czyste  
technologie węglowe ..... 142



## O raporcie

### CEL RAPORTU. NOWOCZESNA POLITYKA ENERGETYCZNA

**Celem autorów** raportu „W kierunku nowoczesnej polityki energetycznej. Energia elektryczna” jest przedstawienie obecnego stanu elektroenergetyki oraz potencjalnych zagrożeń z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw (w aspekcie technicznym i finansowym), które mogą się urzeczywistnić w przypadku niepodjęcia odpowiednich działań w zakresie realizacji polityki gospodarczej. Czynniki, które taki stan zagrożenia powodują, mają zarówno charakter wewnętrzny, jak i zewnętrzny. W pierwszym przypadku są związane przede wszystkim z wieloletnimi zaniechaniami skutkującymi dekapitalizacją majątku wytwórczego i przesyłowego w energetyce, które mogą skutkować zachwianiem równowagi pomiędzy popytem na energię elektryczną a jej podażą już w perspektywie najbliższych lat (ryzyko *blackoutów*). Najistotniejszym zewnętrznym czynnikiem ryzyka wpływającym na finansowy wymiar bezpieczeństwa energetycznego jest polityka klimatyczna Unii Europejskiej, której skutki mogą okazać się rujnujące dla polskiej gospodarki, jeżeli nie znajdziemy skutecznych metod kreatywnego jej wykorzystania lub zniwelowania zagrożeń na szczeblu unijnym. Poza możliwości autorów raportu wykracza samo podjęcie decyzji, który z tych kierunków (kreatywna adaptacja, negacja) przyjąć, nie ulega jednak wątpliwości, że podjęcie decyzji w tej sprawie jest w tej chwili kluczowe. Decyzje te, do czego wzywają eksperci, powinny zostać poprzedzone rządową oceną korzyści i strat z punktu widzenia całej gospodarki. Dostępne



w tej chwili dokumenty nie mają waloru dokumentów rządowych i kreślą potencjalne scenariusze rozwoju sytuacji<sup>1</sup>. **Wokół wyborów politycznych dotyczących scenariusza przejścia polskiej gospodarki do gospodarki niskowęglowej należy budować konsensus wszystkich sił politycznych.** Cykl wyborczy jest krótszy od **długookresowych działań inwestycyjnych, które muszą być realizowane w sposób ciągle i harmonijny – tak, aby zapewnić Polsce trwale bezpieczeństwo energetyczne i wzrost gospodarczy.** Nie jest zadaniem autorów raportu przedstawienie analizy uwzględniającej wszystkie koszty i korzyści, popartej szczegółowymi analizami finansowymi wynikającymi dla polskiej gospodarki, ale zobrazowanie stanu obecnego oraz katalogów szans i zagrożeń wynikających z dokonania określonych wyborów. Te wybory mają określone konsekwencje. Są określone warunki zewnętrzne (prawo i polityka UE), są określone kwestie technologiczne warunkujące rozwój krajowego systemu elektroenergetycznego (np. rozwój odnawialnych źródeł energii wymaga istnienia źródeł regulacyjnych lub zapewnienia urządzeń efektywnie magazynujących energię elektryczną), jest wreszcie kwestia ograniczonych środków finansowych, przekładających się na finansowanie inwestycji w energetyce. Dokonywane wybory muszą mieć jednak określone podstawy aksjologiczne, których katalog może być budowany w różny sposób. Do najistotniejszych dyrektyw, które powinny warunkować dokonywanie tych, jakże trudnych, wyborów, zaliczymy:

- **swobodę działalności gospodarczej** – która oznacza przede wszystkim likwidowanie barier wejścia na rynek, promocję konkurencji w sektorach regulowanych;
- **innowacyjność** – traktowaną jednak nie *in abstracto*, ale jako taka, która przynosi rzeczywistą korzyść gospodarczą;

---

<sup>1</sup> Na przykład Raport Banku Światowego, Transition to Low – Carbon Economy in Poland, World Bank, February 2011, zakładający obniżenie PKB, utratę miejsc pracy o 1% rocznie, recesję w sektorach wysokoemisyjnych w perspektywie do 2030 r.; dokumenty Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji; raport Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (Raport 2050); wcześniejszy raport MCKinsey pt. „Ocena możliwości redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2030”, Warszawa grudzień 2009.

- **zrównoważony rozwój** – powiązany z zasadami subsydiarności i solidarności;
- **inkluzywność** – tłumaczoną jako imperatyw tworzenia warunków dla włączenia jak najszerszej grupy odbiorców końcowych i przedsiębiorców w działalność energetyczną.

Niezależnie od stosunku poszczególnych autorów do polityki klimatycznej, w raporcie przedstawione zostały koncepcje i idee, które kreślą przyszłość polskiej energetyki, nie tylko z punktu widzenia wymogów tejże polityki, ale również w wymiarze uniwersalnym<sup>2</sup>. Współczesne zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego wymagają podjęcia działań zaradczych w polityce wewnętrznej oraz na arenie europejskiej. Autorzy raportu podjęli się zadania przedstawienia wizji bezpieczeństwa energetycznego z różnych punktów widzenia, formułując katalogi szans i zagrożeń oraz szczegółowe rekomendacje, które mają pomóc w ukształtowaniu **nowoczesnej polityki energetycznej Polski**, zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne w wymiarze zarówno technicznym, jak też ekonomicznym, w duchu wartości przedstawionych powyżej.

## OGÓLNI O POLITYCE ENERGETYCZNEJ

Najważniejszym wyzwaniem z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest tworzenie szeroko rozumianych warunków stabilności **regulacyjnej w polityce wewnętrznej**, która wpływa na skłonność instytucji bankowych do finansowania inwestycji w energetyce, mających długookresowy i wyjątkowo kapitałochłonny charakter. Polityka energetyczna musi być **koherentna z polityką gospodarczą**, stwarzając podstawy trwałego wzrostu gospodarczego. Musi być „**inteligentna**” – kreować bazę do absorpcji nowoczesnych technologii, realizować zasadę zrównoważo-

<sup>2</sup> Redaktor ma do polityki ochrony klimatu czy też ruchu walki z globalnym ociepleniem stosunek zdecydowanie krytyczny, nie zgadzając się w tym zakresie z częścią Autorów, M. Swora, *Patrzac na rynek oczami odbiorcy*, Gazeta Prawna z 28 października 2008, s. A8.

nego rozwoju oraz zapobiegać szeroko rozumianemu wykluczeniu i **włączać jak najszerszy krąg podmiotów, w tym gospodarstw domowych, w działalność energetyczną**. Z punktu widzenia odbiorców końcowych istotne jest przede wszystkim podejmowanie dalszych wysiłków na rzecz **promowania konkurencji**, której ostatecznymi beneficjentami są właśnie odbiorcy. Szczególnie ważnym jej aspektem jest aspekt unijny, który implikuje aktywność w budowaniu rynków regionalnych, prowadzących do utworzenia w przyszłości jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. Gwarantem realizacji takiej polityki powinny być **skuteczne i sprawne instytucje państwa**, wyposażone w strategiczną wizję i instrumenty pozwalające na jej skuteczną realizację.

W politykę energetyczną jest wpisana konieczność kreowania wizji przyszłości tego sektora gospodarki w złożonym środowisku społeczno-gospodarczym. Obserwując tendencje zachodzące nie tylko w europejskiej energetyce, ale także w światowej, można przewidywać, że w następnych kilkunastu latach zasadniczej zmianie ulegnie model biznesowy przedsiębiorstw energetycznych<sup>3</sup>, co oznacza również konieczność zmiany podejścia do regulacji. W tym zakresie zarówno regulator, jak też przedsiębiorstwa energetyczne staną przed koniecznością podjęcia wyzwań dotyczących zapewnienia odpowiedniej **jakości** przesyłu i dystrybucji energii oraz **innowacyjności**, połączonych z właściwie dobranymi bodźcami regulacyjnymi. **Polityka państwa musi wychodzić naprzeciw tym rozwiązaniom, przygotowując energetykę i gospodarkę na wyzwania przyszłości.**

## **BUDOWA NOWYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH W WARUNKACH NIEPEWNOŚCI**

Pierwszym wnioskiem, który wynika z całości raportu, jest to, że podejmowanie decyzji technologicznych w sektorze energetycznym jest obciążone, niezmiernie trudnym do oceny, ryzykiem o charakterze politycznym. Czynniki te blokują proces inwestycyjny

---

<sup>3</sup> Już teraz w amerykańskiej literaturze określanych jako *i-utilities*.

choćby w zakresie budowy nowych bloków w określonej technologii (węglowe, gazowe). Głównym źródłem niepewności jest tutaj polityka klimatyczna UE, która wpływa na decyzje dotyczące finansowania inwestycji, co dotyczy przede wszystkim energetyki węglowej. Z jednej strony to węgiel jest surowcem, którego wykorzystanie jest dla Polski naturalne i może stanowić relatywnie trwałą podstawę budowania bezpieczeństwa energetycznego. Z drugiej strony polityka klimatyczna zmierzająca do powstania gospodarki niskowęglowej prowadzi *de facto* do wykluczenia energetyki węglowej w perspektywie do 2050 r. Mimo że cele w zakresie wprowadzenia gospodarki niskowęglowej w UE nie są jeszcze skonkludowane, polityka europejska stwarza najistotniejsze w tej chwili ryzyko regulacyjne (trudne do zaakceptowania zwłaszcza w perspektywie długookresowej), wpływając na ograniczoną skłonność sektora finansowego do kredytowania inwestycji w nowe bloki węglowe (nawet jeśli uwzględnić niepewną perspektywę derogacji). Polska nie powinna jednak rezygnować w całości z wykorzystania węgla w perspektywie do 2050 r., co wymaga skorzystania z już istniejących i wypracowania szczególnych rozwiązań gwarantujących taką możliwość na szczeblu unijnym (szczególnie w zakresie handlu emisjami). Pewną nadzieję dają tutaj również nowe technologie, w tym czyste technologie węglowe (CTW). Nie ulega jednak wątpliwości, że udział energetyki węglowej będzie malał w polskim *energy mix*, z uwagi na rozwijający się segment odnawialnych źródeł energii, perspektywy rozwoju kogeneracji, energetyki gazowej oraz jądrowej (nawet jeśli uwzględnić przyszły wzrost popytu). Jeżeli chodzi o perspektywy rozwoju energetyki gazowej (szczególnie obiecującego elementu „miks energetyczny”, gdzie w najbliższym czasie należy spodziewać się znaczących inwestycji), to jej szanse należy łączyć przede wszystkim z dywersyfikacją kierunków i źródeł dostaw gazu ziemnego, w tym z budową połączeń międzysystemowych, terminala LNG, oraz z wykorzystaniem gazu łupkowego (przy czym możliwość jego eksploatacji powinna być poza sporami politycznymi) i dostępnych złóż krajowych. Uzależnienie od dostaw gazu ziemnego gazociągiem jamalskim nie stwarza wystarczających podstaw do bezpiecznego projektowania inwestycji w energetykę gazową.

## TECHNOLOGIA JĄDROWA<sup>4</sup>

Jeżeli chodzi o technologię jądrową, to jej rozwój jest wiązany z zapewnieniem niezależności energetycznej oraz z wypełnieniem wymogów pakietu klimatycznego UE. Jej rozwój wymaga zapewnienia wysokich standardów bezpieczeństwa, co jest szczególnie istotne po dyskusji oraz fali wyłączeń i zapowiedzi wyłączeń bloków jądrowych po awarii w Fukushima. W kontekście rozwoju technologii jądrowej konieczne jest budowanie trwałego konsensusu politycznego, przy zapewnieniu rozbudowanego dialogu społecznego. Te elementy powinny towarzyszyć determinacji rządu, który przyjął taki właśnie kierunek rozwoju energetyki w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” oraz w „Programie Polskiej Energetyki Jądrowej” (2010). Proces jego przyjęcia poprzedzony był obszernymi analizami, a w trakcie przygotowywania raportu trwa proces przyjmowania aktów prawnych, które mają stanowić podwaliny projektu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

### **ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII I KOGENERACJA – KONIECZNOŚĆ RACJONALIZACJI SYSTEMU WSPARCIA**

Założony wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) jest związany z określonymi kosztami funkcjonowania systemów wsparcia, które ponoszą wszyscy odbiorcy. Funkcjonujący system wsparcia oparty na certyfikatach jest nieefektywny. Istnieje w chwili obecnej paląca potrzeba jego racjonalizacji, która powinna wymusić innowacyjność, przy ograniczeniu obciążeń nakładanych na odbiorców końcowych. Poza tym wsparcie państwa dla OZE nie jest czymś danym na zawsze, a obecny system niestety tak funkcjonuje. Racjonalizacji powinno podlegać również wykorzystanie biomasy, która powinna być przeznaczona na paliwo jedynie dla małych źródeł. Należy więc ograniczyć współspalanie w wielkich blokach, nie

---

<sup>4</sup> W podejściu do energetyki jądrowej jest różnica zdań pomiędzy autorami raportu – por. opracowania H. Trojanowskiej i J. Rączki.

ma też uzasadnienia dla powstawania w Polsce dużych, kilkusetmegawatowych bloków opalanych biomasą. Szerokie wykorzystanie OZE oznacza również konieczność znaczącej rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych – tutaj konieczne jest przede wszystkim podjęcie działań mających na celu stworzenie korzystnych warunków prawnych i finansowych dla budowy nowych odcinków sieci, jak również dla optymalizacji działania już istniejących.

### **MIKROGENERACJA – WYZWOLENIE PRZEDSIĘBIORCZOŚCI, OBYWATELSKA WIZJA ENERGETYKI**

Nowym zjawiskiem, które będzie miało istotne znaczenie dla dalszego rozwoju sektora elektroenergetycznego, jest wykorzystanie **mikrogeneracji**, dającej podstawy do rozwoju **obywatelskiej czy też komunitariańskiej wizji energetyki**, opartej na inicjatywie obywateli i ich wspólnot. Dążąc do promocji wykorzystania małych źródeł energii, należy przede wszystkim doprowadzić do likwidacji prawnych barier ich rozwoju oraz rozważenia możliwości przyjęcia systemu wsparcia, po krytycznej analizie istniejących wzorców w tym zakresie na świecie (zarówno tych pozytywnych – np. z niektórych stanów USA, jak też negatywnych – z Czech). Oprócz wielu korzyści systemowych związanych z małą energetyką, ważnym skutkiem jej zaistnienia powinno być generowanie indywidualnej inicjatywy oraz budowanie więzi w wymiarze lokalnym i sąsiedzkim. Energetyka obywatelska ma w sobie duży potencjał (w dłuższym okresie), jednakże szerokie jej wykorzystanie póki co jest wątpliwe z ekonomicznego punktu widzenia.

### **EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA – NOWE RYNKI, NOWE SZANSE**

**Pozytywnym elementem pakietu klimatycznego jest efektywność energetyczna.** Środki poprawy efektywności energetycznej mają również tę przewagę, że mogą przynieść efekty stosunko-

wo szybko, co jest szczególnie ważne w obliczu groźby niedoboru mocy. Wzrost w tym sektorze oznacza powstanie nowych rynków dla podmiotów takich jak **ESCO (ang. Energy Savings Company)** czy **agregatorzy popytu**, stwarza też warunki do wykorzystania potencjału sektora nowoczesnych technologii (ICT), do rozwoju sektora budownictwa pasywnego i samochodów elektrycznych, wykorzystania dynamiki popytu na energię elektryczną (**DSM – ang. Demand Side Management**). Elementy te są przedmiotem unijnej polityki i ustawodawstwa, jednak przepisy prawa europejskiego nie idą tak daleko jak choćby regulacje amerykańskie, otwierające rynek bilansujący dla konkurencji pomiędzy jednostkami wytwarzania energii i ograniczania jej zużycia (między „megawatami” a „negawatami”). Efektywność energetyczna jest szczególnie obiecującym elementem szeroko rozumianej polityki energetycznej, gwarantującym rozwój gospodarczy i uzyskanie ważnych efektów z zakresu zrównoważonego rozwoju oraz zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego w skali mikro. Rozwojowi tego segmentu znaczenia dodaje dostępność różnych źródeł finansowania zewnętrznego.

Z punktu widzenia oszczędności energii ważne jest włączenie polskich samorządów w budowę **inteligentnych miast i inteligentnych wspólnot** (ang. *smart cities, smart communities*). Ta nowoczesna koncepcja urbanistyczna, realizująca zasadę zrównoważonego rozwoju, wyznacza kierunek rozwoju miast zakładający wykorzystanie nowoczesnych technologii przy budowie i modernizacji infrastruktury miejskiej (elektrycznej, ciepłowniczej, wodociągowej, transportowej). Jest odpowiedzią na wyzwania stojące przed współczesnymi miastami, ale odpowiada również na problemy z zaopatrzeniem w media terenów wiejskich. Kierunek ten jest już realizowany w ambitnych projektach rozwoju niektórych miast europejskich (np. Amsterdam, Malaga), a najnowsze dokumenty polityczne Komisji Europejskiej zapowiadają jego pogłębienie (w tym stymulację z wykorzystaniem funduszy unijnych, takich jak FP7). Konieczne jest więc szersze włączenie polskich samorządów w realizację tych koncepcji. Efektywność energetyczna jest przedmiotem dyrektyw europejskich dotyczących efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (2006/32/WE) oraz charakterystyki

energetycznej budynków (2010/31/UE). Implementacja pierwszej z nich sprowadziła się póki co do uregulowania systemu „białych certyfikatów” (pomijając np. wzorcową rolę sektora publicznego i obowiązki w zakresie informowania o rzeczywistym zużyciu energii)<sup>5</sup>. Dyskusja na temat wdrożenia drugiej z nich praktycznie się jeszcze nie rozpoczęła. Dla zwiększenia efektywności energetycznej konieczna jest głęboka implementacja obu wskazanych aktów.

## **SIECI PRZESYŁOWE I DYSTRYBUCYJNE – ROZBUDOWA I MODERNIZACJA**

Majątek sieciowy w polskiej energetyce jest w dużej części zdekapitalizowany. Sieci przesyłowe i dystrybucyjne wymagają ogromnych inwestycji, które umożliwią przyłączenie nowych mocy wytwórczych, a szczególny nacisk – w związku z pakietem klimatycznym – należy położyć na integrację OZE. Jednocześnie kontekst europejski oznacza konieczność budowy i modernizacji linii przesyłowych oraz zwiększenie zdolności przesyłowych w ramach krajowego systemu przesyłowego, co zwiększy transgraniczną wymianę energii i umożliwi pełne uczestnictwo w regionalnych rynkach energii, a w przyszłości – w jednolitym rynku energii w UE. Nacisk powinien być tutaj położony na budowanie więzi energetycznych w ramach Grupy Wyszehradzkiej (połączenia ze Słowacją i Czechami), z Ukrainą zintegrowaną ze Wspólnotą Energetyczną (ang. *Energy Community*), Niemcami i Litwą. Wysiłek inwestycyjny w dziedzinie rozbudowy i budowy krajowego systemu przesyłowego należy połączyć z przyjęciem odpowiednich regulacji prawnych ułatwiających inwestycje w sieci, ze zmianami w systemie planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz w podejściu do planowania energetycznego w samorządach.

---

<sup>5</sup> W chwili przygotowywania raportu trwa dyskusja na temat projektu nowej dyrektywy o efektywności, która miałaby zastąpić dyrektywę 2006/32/WE.



## INTELIWENTNE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE – PRZYSZŁOŚĆ ENERGETYKI, KTÓRA DZIEJE SIĘ JUŻ TERAZ

Ważnym elementem rozwoju sektora sieciowego jest koncepcja (system) **inteligentnych sieci**. Wdrożenie systemu inteligentnych sieci ma wzmocnić bezpieczeństwo energetyczne przy zwiększeniu konkurencji i realizacji zasady zrównoważonego rozwoju. Inteligentne sieci, nowoczesny **enernet** to koncepcja połączenia tradycyjnych sieci z nowoczesnymi technologiami komunikacyjnymi i informatycznymi, która na całym świecie zdominowała dyskusje na temat rozwoju sektora elektroenergetycznego. Ich wprowadzenie będzie oznaczało największe zmiany w funkcjonowaniu sieci energetycznych od początku ich powstania. **W oparciu o koncepcję inteligentnych sieci (zdając sobie oczywiście sprawę z jej dynamicznego rozwoju) należy dziś budować politykę energetyczną zakładającą wykorzystanie szerokiego katalogu podmiotów – od odbiorców końcowych i ich wspólnot poczynając, poprzez agregatorów, dystrybutorów, sprzedawców, sektor ICT, aż po administrację publiczną.** W Polsce, która od kilku lat przygotowuje się do tej zmiany, należy stworzyć warunki polityczne i prawne do szerokiego wdrożenia systemu inteligentnych sieci, przy wykorzystaniu potencjału przemysłu do tworzenia, komercjalizacji i eksportu technologii *smart grids*. To szczególne zadanie wymaga przede wszystkim stworzenia warunków do współpracy pomiędzy nauką a przemysłem w wymiarze krajowym i międzynarodowym, jak również przyznania tej koncepcji należnego miejsca w dokumentach określających politykę gospodarczą i strategię rządu. Nawet jeżeli weźmiemy pod uwagę fakt, że pojęcie inteligentnych sieci nie jest dostatecznie zdefiniowane, to i tak sama koncepcja wyznacza kierunki rozwoju systemu energetycznego przyszłości i w tym sensie jest użyteczna przy budowaniu strategii i polityki, które przecież mają wyznaczać perspektywę rozwoju systemu przez najbliższe kilkadziesiąt lat.

## **ODBIORCY PRZEMYSŁOWI ENERGETYKI – OCHRONA GOSPODARKI PRZED POLITYKĄ ENERGETYCZNĄ I KLIMATYCZNĄ**

Prawidłowe funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego, zapewniającego bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w wymiarze technicznym i ekonomicznym, daje szansę na rozwój gospodarczy. Obciążenia związane z pakietem klimatycznym, polityką fiskalną i energetyczną szczególnie dotyczą odbiorców przemysłowych. Polska musi utrzymać istniejący przemysł, z założeniem, że usługi nie są jedynym elementem budującym europejską gospodarkę. Zgodnie z **polityką braku tolerancji dla migracji przemysłu i likwidacji miejsc pracy jako skutków polityki energetycznej** należy wszystkie jej elementy rozpatrywać w szerokim kontekście gospodarczym. Polityka energetyczna nie wyznacza celów samych dla siebie i musi być ujmowana jako część szeroko rozumianej polityki gospodarczej. Takie podejście oznacza konieczność **budowania mechanizmów efektywnej konkurencji (w tym poszerzania zakresu udziału odbiorców przemysłowych w rynku energii elektrycznej), obniżenia poziomu obciążeń fiskalnych i parafiskalnych w cenie zakupu energii elektrycznej oraz stworzenia warunków do generowania efektywności energetycznej i prowadzenia własnej działalności energetycznej przez odbiorców przemysłowych.**

## **AKTYWNA ROLA ADMINISTRACJI PUBLICZNEJ – KOORDYNACJA, SPECJALIZACJA, BUDOWANIE STRATEGII**

Wdrażanie inteligentnej polityki energetycznej, opartej na swobodzie prowadzenia działalności gospodarczej, innowacjach, zrównoważonym rozwoju i zapobieganiu wykluczeniu wymaga od administracji publicznej szczególnego zaangażowania, i to zarówno w aspekcie krajowym, jak też europejskim. W tym kontekście należy szczególną rolę przypisać budowaniu więzi poziomych w administracji publicznej na szczeblu centralnym oraz szerszemu wykorzystaniu potencjału wspólnot lokalnych i regionalnych. Polityka prowadzona

na szczeblu centralnym musi być aktywna, co wymaga wzmocnienia instytucjonalnego już w warstwie przygotowywania strategicznego. Specjalizacja i wiedza ekspercka jest dziś potrzebna administracji publicznej zwłaszcza w takich sektorach jak energetyka, która funkcjonuje w złożonym środowisku prawnym, ekonomicznym i technologicznym. **Racjonalizacja zewnętrznej wiedzy eksperckiej, przygotowanie rekomendacji i dokumentów strategicznych powinny dokonywać się w ciałach eksperckich złożonych z wysokich urzędników służby cywilnej o zróżnicowanych doświadczeniach co do zakresu spraw – to stamtąd powinny wychodzić budowane na podstawie analiz rekomendacje stanowiące bazę dla prowadzenia polityki energetycznej.** Konieczność utworzenia takiego ciała eksperckiego jest dziś szczególnie istotna z uwagi na wyzwania stojące przed energetyką oraz ich skutki dla całej gospodarki. Innym problemem jest zapewnienie niezależności regulatora, który jest gwarantem stabilności w sektorze energetycznym.

Jako organ wyspecjalizowany, **Prezes Urzędu Regulacji Energetyki musi charakteryzować się dużym stopniem autonomii, zarówno w aspekcie personalnym (kadencyjność), jak i finansowym (budżet adekwatny do zadań).** Organ ten ma szczególnie istotny wpływ na budowanie wiarygodności państwa wobec odbiorców końcowych i inwestorów, a przeniesienie większości procesów decyzyjnych w zakresie energetyki na szczebel europejski stawia przed nim wyjątkowe wymagania. Jego aktywność daje szansę na uzyskanie realnego wpływu na proces decyzyjny w Unii Europejskiej. Innym organem, którego stabilna i proaktywna polityka odgrywa istotne znaczenie w kształtowaniu szeroko rozumianej polityki gospodarczej, jest **Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej**, którego rola będzie jeszcze wrastać w kontekście nowego systemu handlu emisjami. Dla prawidłowego funkcjonowania rynku energii konieczna jest też bliska **współpraca pomiędzy regulatorem rynku energii a Prezesem Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów.** W kontekście prowadzenia polityki energetycznej konieczna jest też redefinicja roli przypisywanej resortom skarbu i gospodarki, co powinno skutkować połączeniem zadań tych działów administracji w jednym organie.

## FINANSOWANIE INWESTYCJI

Inwestycje w energetyce, jak już wskazano, charakteryzują się długim czasem realizacji i kapitałochłonnością. Z jednej strony oznacza to konieczność minimalizacji różnego rodzaju ryzyka, które ogranicza skłonność do udzielania kredytów, z drugiej – konieczność generowania efektywności sektora energetycznego. W tym drugim aspekcie podstawowego znaczenia nabiera polityka właścicielska Skarbu Państwa. Z jednej strony nadzieje można tutaj łączyć z **reformą nadzoru właścicielskiego**, która powinna zapewnić jego większą obiektywność oraz bezstronność przy obsadzie kluczowych stanowisk w przedsiębiorstwach energetycznych, ograniczając zjawisko klientelizmu, które towarzyszy energetyce od początku okresu transformacji gospodarczej i ustrojowej, i promując profesjonalizm w zarządzaniu. Z drugiej strony konieczne są **gwarancje reinwestowania środków finansowych osiągniętych w ramach działalności regulowanej**. Zdając sobie sprawę z potrzeb budżetu państwa, które od początku transformacji zawsze uzasadniały wysokie kontrybucje ze strony energetyki, w chwili obecnej za jedną z najbardziej palących potrzeb należy uznać zapewnienie środków na finansowanie inwestycji w majątek wytwórczy, przesyłowy i dystrybucyjny. W energetyce konieczny jest nacisk na optymalizację zakupów, stosowanie narzędzi zarządzania projektami inwestycyjnymi, konsekwentne działania restrukturyzacyjne oraz wykorzystanie alternatywnych źródeł finansowania.

### SUBSYDIARNOŚĆ I SOLIDARNOŚĆ. PRAWDZIWE ZNACZENIE INTELIGENTNEGO, ZRÓWNOWAŻONEGO I INKLUZYWNEGO WZROSTU<sup>6</sup>

Polska jako państwo członkowskie UE bierze udział w procesie budowania jednolitego rynku energii elektrycznej. Kontekst unijny nie może być ignorowany w polityce krajowej, co więcej

<sup>6</sup> Podejście redaktora, które niekoniecznie jest podzielane przez innych autorów tego raportu.

– ciężar dyskusji powinien przesuwać się na poziom budowania regionalnych rynków energii elektrycznej oraz – w przyszłości – jednolitego rynku. Polska powinna wykorzystać **pozycję budowaną w ramach państw Grupy Wyszehradzkiej, promować integrację rynków Wspólnoty Energetycznej (państwa bałkańskie i Ukraina), wspierać integrację systemową państw bałtyckich oraz wymiar zewnętrzny polityki energetycznej – wzmacniając Partnerstwo Wschodnie**. Biorąc pod uwagę negatywny wpływ pakietu klimatycznego na gospodarkę państw Europy Środkowej i Wschodniej, kierując się **zasadami subsydiarności i solidarności**, należy w sposób jasny i jednoznaczny przeciwstawić się obniżaniu szans gospodarczych tej grupy państw. Każdy obszar polityki gospodarczej Unii Europejskiej powinien przyczyniać się do dobrobytu Europy i wszystkich państw członkowskich. Polityka klimatyczna została oparta na wątpliwych przesłankach, a jej skutkiem jest obniżenie konkurencyjności państw naszego regionu<sup>7</sup>. Co więcej, w obliczu postępu technologicznego w Chinach i Indiach (a tym bardziej w Stanach Zjednoczonych) istnieje coraz mniejsze prawdopodobieństwo korzystnego transferu unijnych technologii do innych państw. Zachodzi obawa, że import tańszych produktów spoza Unii zniweluje założoną na początku (chyba nieco naiwnie) przewagę technologiczną. Póki co, pakiet klimatyczny jest jednak zjawiskiem politycznym i prawnym wymagającym wypracowania metod adekwatnej reakcji. Zasady subsydiarności i solidarności muszą w szczególności implikować przyjęcie zasady „zero tolerancji dla negatywnych skutków polityki klimatycznej dla gospodarek państw członkowskich Unii Europejskiej”. Skutecznym „by-passsem” w odchodzeniu od prymatu polityki klimatycznej nad racjonalnością ekonomiczną powinna być odpowiednio interpretowana polityka **inteligentnego, zrównoważonego i inkluzywnego wzrostu**, która jest obecnie lejtmotywem strategicznych dokumentów UE, a jednocze-

<sup>7</sup> Nacisk na współpracę państw Europy Środkowej i Wschodniej jest w chwili obecnej dość powszechny, choćby w opublikowanym w maju br. przez Ernst & Young Raporcie „Partnerstwo Europy Centralnej w Sektorze Energii”, który jednak (w wersji znanej autorom) nie odnosi się szerzej do problematyki wspólnych inicjatyw w dziedzinie nowoczesnych technologii energetycznych, co jest istotnym punktem odniesienia autorów niniejszego raportu.

śnie jest pozbawiona ideologicznego zabarwienia, łączonego z walką z globalnym ociepleniem czy też ze zmianami klimatu. O ile, rzecz jasna, jej interpretacja nie będzie oznaczała wzrostu poziomu wykluczenia w wybranych państwach członkowskich (państwa Europy Środkowej i Wschodniej), przy założeniu wykorzystania przewagi technologicznej innych państw (państwa zachodnie i skandynawskie), w imię realizacji zasady zrównoważonego rozwoju.

## KONKURENCJA I KOOPERACJA

Nie negując w żaden sposób znaczenia procesów konkurencji, które stanowią istotną wartość dla gospodarki, w kontekście wspólnego ryzyka i wspólnych zagrożeń stojących przed polskimi przedsiębiorstwami energetycznymi ważne jest wypracowanie koncepcji konkurencji z elementami kooperacji, określanej w języku angielskim za pomocą neologizmu *coopetition*. Powstała po konsolidacji struktura sektora elektroenergetycznego nie jest jednorodna, zwłaszcza jeżeli chodzi o źródła wytwarzania (zarówno w aspekcie ilościowym, jak też jakościowym). Jednocześnie jest tak, że to cały sektor elektroenergetyczny stoi przed opisywanymi wyzwaniem wynikającymi przede wszystkim z pakietu klimatycznego. Przyjęcie strategii podziału funkcjonalnego (specjalizacji), która *de facto* już funkcjonuje w sektorze elektroenergetycznym (np. tylko jeden podmiot realizuje program rozwoju energetyki jądrowej), przy zdefiniowaniu zakresu możliwych wspólnych działań (np. prace badawczo-rozwojowe), może przynieść istotne korzyści w postaci obniżenia kosztów finansowania inwestycji i ryzyka regulacyjnego<sup>8</sup>. Takie działania nie mogą być, rzecz jasna, sprzeczne z ogólnym prawem konkurencji (zakresem współpracy nie może być objęta np. koordynacja cenowa).

*oprac. Mariusz Swora*

---

<sup>8</sup> Zob. rekomendację M. Woszczyka dotyczącą konieczności analizy sektora elektroenergetycznego pod kątem wyboru możliwych kierunków prywatyzacji.





**Marek Woszczyk**

## **Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej – stan obecny i podstawowe wyzwania**

### **1. WPROWADZENIE – BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE W PRAWIE I POLITYCE UE**

Kwestii bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej na poziomie Unii Europejskiej została poświęcona dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Jak wynika z preambuły tej dyrektywy, wspólny konkurencyjny rynek energii elektrycznej stwarza konieczność przygotowania przejrzystych i niedyskryminacyjnych polityk bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, zgodnych z wymogami takiego rynku. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest jednym z zasadniczych elementów bezpieczeństwa publicznego i w związku z tym jest ściśle powiązane ze sprawnym funkcjonowaniem rynku wewnętrznego energii elektrycznej. W celu zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i należytego funkcjonowania rynku wewnętrznego niezwykle istotne jest precyzyjne określenie zadań i obowiązków właściwych organów i samych państw członkowskich w tym zakresie.



Zagadnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej są także uregulowane w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE. Zgodnie z przepisami art. 4 tej dyrektywy państwa członkowskie zapewniają monitorowanie kwestii związanych z bezpieczeństwem dostaw, przy czym dyrektywa wskazuje, że zadanie to może być powierzone organom regulacyjnym. Jednocześnie art. 36 dyrektywy 2009/72/WE stanowi, że organy regulacyjne wykonując zadania regulacyjne określone w tej dyrektywie, podejmują wszelkie rozsądne środki służące m.in. pomocy w najbardziej efektywny kosztowo sposób w rozwoju bezpiecznych, niezawodnych i skutecznych niedyskryminacyjnych systemów zorientowanych na konsumenta i wspieranie adekwatności systemu. Z kolei w art. 8 wskazanej dyrektywy określono warunki tworzenia nowych zdolności (wytwórczych) w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw.

Dyrektywa 2005/89/WE została implementowana do polskiego porządku prawnego w marcu 2010 r. (ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, Dz. U. Nr 21, poz. 104). Przepisy prawa krajowego określają podział kompetencji i nakładają odpowiedzialność za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na wszystkich istotnych użytkowników systemu elektroenergetycznego oraz organy administracji publicznej. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne za bezpieczeństwo dostarczania, poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i odpowiedniej zdolności przesyłowej w sieci przesyłowej elektroenergetycznej, jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego. W celu realizacji tego obowiązku operator systemu przesyłowego został wyposażony w narzędzia umożliwiające mu podejmowanie skutecznych i efektywnych działań w sytuacji wystąpienia niedoborów mocy energii elektrycznej w systemie (sytuacja zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej). Przepisy prawne stanowią, że operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego w pierwszej kolejności realizuje działania służące zapewnieniu bezpieczeństwa do-

staw energii elektrycznej, a także, że środki, jakie osiąga w ramach prowadzonej działalności gospodarczej, przeznacza w pierwszej kolejności na ten cel. Ustawodawca nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, obowiązki w zakresie wytwarzania i utrzymywania rezerw mocy wytwórczych, sporządzania prognoz dotyczących m.in. przedsięwzięć w ramach modernizacji, rozbudowy i budowy nowych źródeł energii elektrycznej, współpracy z operatorami systemu, informowania o zużyciu i stanie zapasów paliw oraz ich zmniejszeniu i odbudowie w określonym terminie.

Jednocześnie monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej oraz wykonywania przez operatora zadań z tym związanych powierzono Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki. Natomiast nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną oraz nadzór nad funkcjonowaniem krajowych systemów energetycznych sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki, który sprawuje także nadzór właścicielski nad operatorem systemu przesyłowego.

Zagadnienia bezpieczeństwa dostaw energii, jako ściśle powiązane ze sprawnym funkcjonowaniem rynku wewnętrznego energii elektrycznej, są przedmiotem prac w ramach regionalnej współpracy energetycznej między krajami Unii Europejskiej. W komunikacie Przyszła rola Inicjatyw Regionalnych<sup>1</sup> z dnia 7 grudnia 2010 r. skierowanym do Parlamentu Europejskiego i Rady Komisja Europejska zaprezentowała nowy scenariusz tej współpracy. Jak wynika z tego dokumentu, zadaniem Inicjatyw Regionalnych jest także rozpoznawanie regionalnych priorytetów z zakresu infrastruktury energetycznej oraz koordynowanie inwestycji transgranicznych, co zapewni **bezpieczeństwo dostaw**.

**W kontekście bezpieczeństwa dostaw istotne są także zmiany w ramach polityki klimatycznej prowadzonej na poziomie Unii Europejskiej, w tym działania w zakresie upraw-**

---

<sup>1</sup> Inicjatywy Regionalne – utworzone w 2006 r. – są wspólnym przedsięwzięciem Komisji Europejskiej oraz Grupy Europejskich Regulatorów Energii Elektrycznej i Gazu (ERGEG), mającym na celu stworzenie jednego wewnętrznego rynku energii w UE.

**nień do emisji CO<sub>2</sub>.** Do roku 2012 bezpłatnie przyznawanych jest co najmniej 90% uprawnień. Każde państwo dokonuje rozdziału tych uprawnień zgodnie z opracowanym przez siebie planem, który podlega zatwierdzeniu przez Komisję Europejską. Od 2013 r. sposób rozdziału ulegnie zmianie. Wprowadzony zostanie system aukcyjny, co oznacza odejście od bezpłatnego rozdziału uprawnień. Przy czym istnieje możliwość przejściowego wyłączenia obowiązku wypełniania części (specjalnie wynegocjowanej) zobowiązań wynikających ze stosowania prawa unijnego w zakresie redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Każde państwo składa w tym celu wniosek derogacyjny do Komisji Europejskiej, która prowadzi prace nad wytycznymi umożliwiającymi zastosowanie derogacji w obrębie uprawnionych państw członkowskich.

## 2. KRÓTKA ANALIZA STANU OBECNEGO

Bezpieczeństwo dostarczania paliw i energii zostało zdefiniowane w dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2030 roku” jako zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po zaakceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu optymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej jest zagadnieniem kompleksowym, obejmującym zarówno działania krótko-, jak i długoterminowe.

Poziom bezpieczeństwa energetycznego jest uwarunkowany wieloma czynnikami. Ich znaczenie dla zrównoważenia popytu na energię i paliwa i ich podaży zależy zarówno od wewnętrznej sytuacji danego kraju, jak i od sytuacji na rynkach światowych. Wśród nich istotne są takie determinanty, jak: zróżnicowanie struktury nośników energii tworzących bilans krajowy, stopień zdywersyfikowania zewnętrznych źródeł dostaw, stan techniczny i sprawność urządzeń i instalacji systemów przesyłania oraz dystrybucji paliw i energii.

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne zależy przede wszystkim od możliwości zaspokojenia zapotrzebowania szczytowego na energię i moc oraz od bieżącej i przyszłej struktury zużycia paliw w procesie wytwarzania energii elektrycznej. W toku monitorowania bezpieczeństwa dostaw szczególną uwagę przykładano do sprawdzania: adekwatności (wystarczalności) wytwarzania, bezpieczeństwa operacyjnego systemu oraz dyspozycyjności urządzeń. I tak, w 2010 r. wielkość mocy zainstalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie, wynosząc 35 756 MW, przy średnim rocznym zapotrzebowaniu na moc na poziomie 21 405 MW oraz maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 25 449 MW. Relacja mocy dyspozycyjnej do osiągalnej w 2010 r. wyniosła 73,5%, przy 76,7% w 2009 r.

W KSE występowała więc nadwyżka mocy dyspozycyjnych na poziomie wystarczającym, aby zapewnić bezpieczne pokrywanie zapotrzebowania. Z tego punktu widzenia istotna jest także struktura nadwyżki mocy, jak również ubytki mocy spowodowane awariami jednostek wytwórczych. Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po niewielkim załamaniu w 2009 r., powróciła na ścieżkę wzrostową. Wzrost zapotrzebowania oraz zauważalny wzrost liczby remontów (w szczególności remontów awaryjnych) miały skutek w postaci zmniejszenia poziomu rezerw mocy dostępnych dla operatora systemu przesyłowego o 24% (w ujęciu średniorocznym).

Odnosząc się do mocy zainstalowanej i osiągalnej elektrowni krajowych w 2010 r., należy zauważyć, że w skali globalnej nie została odnotowana zasadnicza zmiana tych wielkości w porównaniu z 2009 r. Na uwagę zasługuje ponadpięćdziesięcioprocentowy wzrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach odnawialnych, a także istotny wzrost tych mocy w elektrowniach zawodowych ciepłych gazowych.

W 2010 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc wyniosło 21 405,3 MW i wzrosło o ponad 3,8%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 25 448,9 MW i wzrosło o prawie 3,5% w stosunku do 2009 r.

Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., była kontynuowana w 2010 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

Średnia roczna wielkość mocy osiągalnej krajowych elektrowni ze szczytu wieczornego z dni roboczych wzrosła z 34 690 MW w 2009 r. do 35 538 MW w 2010 r., natomiast odpowiadająca jej średnia roczna wielkość mocy dyspozycyjnej spadła z 26 685 MW w 2009 r. do 26 136 MW w 2010 r., co spowodowało zmianę relacji mocy dyspozycyjnej do osiągalnej z 76,7% do 73,5%. Dodatkowo w 2010 r. w porównaniu z 2009 r. wystąpił spadek rezerw w elektrowniach zawodowych oraz wzrost ubytków mocy związanych z remontami kapitalnymi, średnimi oraz awaryjnymi.

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa (art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne) na okresy nie krótsze niż trzy lata (art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne), a operatorzy systemu elektroenergetycznego – na okresy nie krótsze niż pięć lat. Ponadto operatorzy sporządzają prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż piętnaście lat (art. 16 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne). Projekty planów podlegają uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (URE), z wyłączeniem tych, które dotyczą przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji dla mniej niż 100 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie mniej niż 50 GWh tej energii.

Uzgadnianie przez Prezesa URE projektów planów rozwoju sieciowych przedsiębiorstw energetycznych jest jednym z podstawowych instrumentów regulacji działalności tych przedsiębiorstw. Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z ustawą i przepisami wykonawczymi do tej ustawy oraz zgodności z założeniami polityki energetycznej państwa.

Najważniejszym elementem projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych są plany inwestycyjne dotyczące przedsięwzięć w zakresie modernizacji i rozwoju oraz przewidywany sposób ich finansowania. Wynika to z faktu, że plany te dotyczą przedsięwzięć charakteryzujących się znaczną kapitałochłonnością. Wieloletni cykl inwestowania oraz zaangażowanie znacznych środków finansowych powodują długookresowe konsekwencje finansowe dla przedsiębiorstwa oraz jego odbiorców. Mają one bezpośrednie przełożenie na ustalenie poziomu niezbędnych przychodów, a więc przyszłych taryf przedsiębiorstw. W związku z powyższym informacje pochodzące z projektów planów rozwoju, dotyczące w szczególności planowanego sposobu finansowania inwestycji, wykorzystywane są również w procesie zatwierdzania taryf opracowywanych przez sieciowe przedsiębiorstwa energetyczne. Uzgadnianie projektów planów rozwoju pozostaje zatem w ścisłym związku z wydawaniem decyzji w sprawie zatwierdzenia taryf.

Poziom nakładów inwestycyjnych siedmiu operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności, oraz operatora systemu przesyłowego (OSP), który został uwzględniony w taryfach przedsiębiorstw w 2010 i 2011 r., wynosi odpowiednio 4148 mln zł (wykonanie 2009 r.), 4529 mln zł (plan 2010 r.) oraz 5604 mln zł (plan 2011 r.).

Istotnym elementem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest wielkość przepustowości sieci elektroenergetycznych oraz ich stan techniczny. Dlatego niezmiernie istotne są przede wszystkim inwestycje realizowane przez operatora systemu przesyłowego w zakresie krajowej sieci przesyłowej, które służą realizacji dwóch podstawowych celów: zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zwiększaniu swobody handlu energią elektryczną, w tym także handlu na wspólnym rynku (połączenia międzysystemowe).

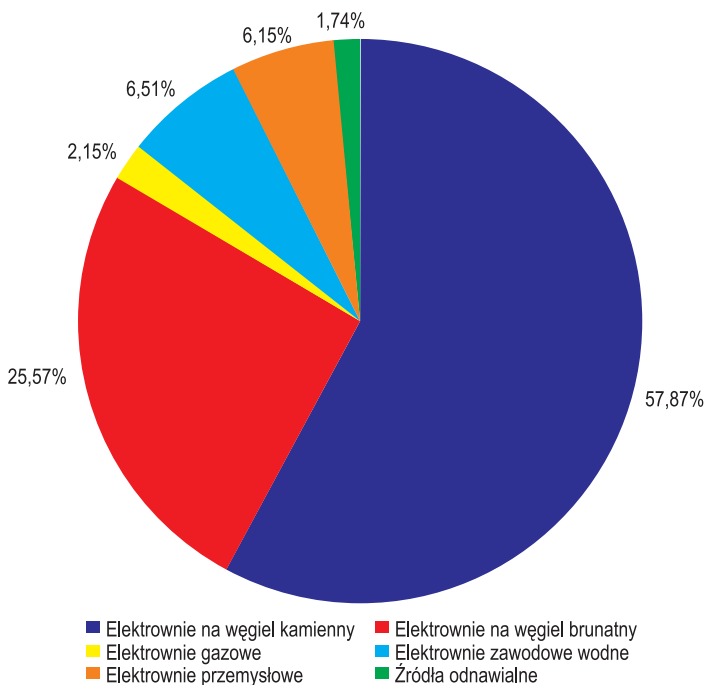
Kierunki rozbudowy sieci przesyłowej ujęte w aktualizacji planu rozwoju przedstawionej przez operatora systemu przesyłowego były zbieżne z poprzednią edycją projektu planu rozwoju. Zmiany dotyczyły w większości zamierzeń związanych z przyłączeniem nowych źródeł wytwórczych do sieci, zarówno jednostek

konwencjonalnych, jak i odnawialnych źródeł energii (OZE), które wynikały ze zmiany planów inwestorów planujących budowę źródeł wytwórczych.

Produkcja energii elektrycznej od lat opiera się głównie na węglu kamiennym i brunatnym, które to paliwa mają pozostać w przyszłości głównymi nośnikami energii wykorzystywanymi do produkcji energii elektrycznej. Charakterystyka tej sytuacji ujęta jest na rys. 1 i 2.

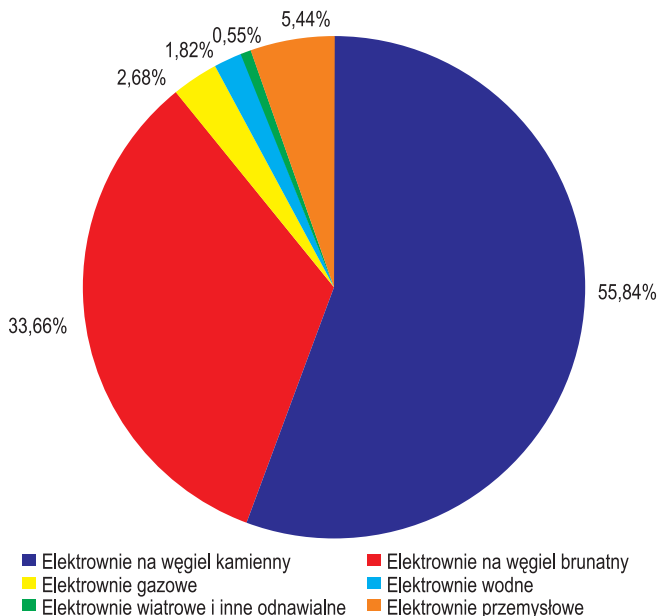
Dodatkowo implementacja przez OSD inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych na pierwszym etapie, a inteligentnych sieci elektroenergetycznych na następnych spowoduje dalsze otwarcie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego na generację

**Rys. 1.** Struktura procentowa mocy osiągalnej w KSE  
(stan na 31 grudnia 2009 r.)



Źródło: PSE Operator SA.

**Rys. 2.** Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni według rodzajów paliw w 2009 r.



Źródło: PSE Operator SA.

rozproszoną, co może przyczynić się do wzrostu bezpieczeństwa w wymiarze lokalnym. Wzrośnie również rola OZE i kogeneracji.

Nowym kierunkiem działań ma być wprowadzenie w Polsce energetyki jądrowej. Ta technologia produkcji energii, oprócz zalet w postaci braku emisji CO<sub>2</sub>, pozwoli uzupełnić bilans energetyczny, uniezależnić się od typowych kierunków pozyskiwania surowców energetycznych, a co za tym idzie poprawić całościowo poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju. Według założeń przyjętych w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” moce wytwórcze energii elektrycznej brutto (MW) w źródłach jądrowych będą wynosiły: 1600 MW w 2020 r., 3200 MW w 2025 r. i 4800 MW w 2030 r.

Jak z tego wynika, energetyka jądrowa w przyszłości będzie odgrywała znaczącą rolę w sektorze wytwarzania, a priorytetem powinno być bezpieczeństwo nowych technologii jądrowych.



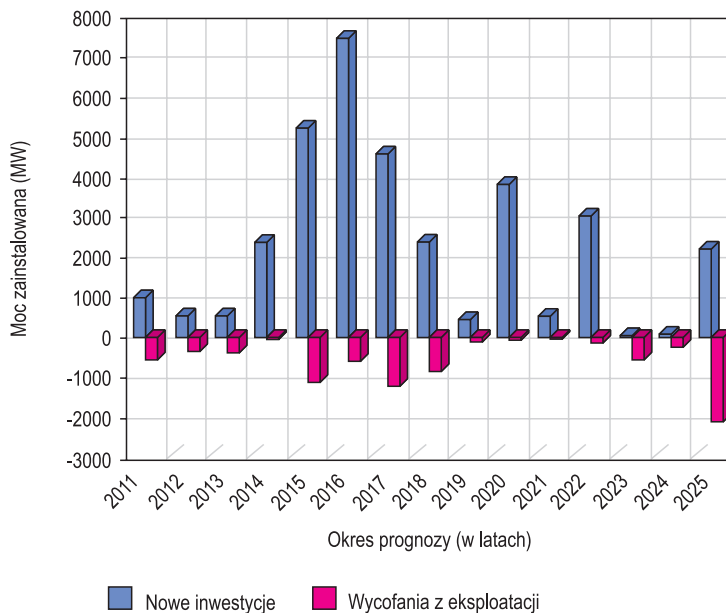
### 3. OCENA STANU OBECNEGO, PROGNOZA I WNIOSKI

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2010 r. kształtowała się na poziomie 156 342 GWh i była wyższa o ponad 3% niż w 2009 r. Jako główną przyczynę wzrostu produkcji należy wskazać zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną, związane ze wzrostem gospodarczym obserwowanym w 2010 r. Krajowe zużycie energii elektrycznej wyniosło 154 988 GWh i było wyższe o ponad 4,2% od zużycia w 2009 r. Większość energii elektrycznej została wytworzona w elektrowniach zawodowych ciepłych, w tym na węglu kamiennym i brunatnym. Uwagę zwraca znaczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (przede wszystkim wiatrowych), a także w elektrowniach przemysłowych. Zmieniła się także struktura wytwarzania w elektrowniach węglowych na korzyść węgla kamiennego w porównaniu z węglem brunatnym. Charakterystyczna dla poprzednich lat wzrostowa tendencja dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po jej krótkotrwałym odwróceniu w 2009 r., była kontynuowana w 2010 r. Taka sytuacja może mieć znaczenie dla wielkości mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego, a także dla wielkości niezbędnych rezerw mocy.

W związku z monitorowaniem rynku energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa dostaw energii została sporządzona analiza opierająca się na informacjach gromadzonych i przetwarzanych w Urzędzie Regulacji Energetyki. Poniższe informacje pochodzą głównie od wytwórców energii elektrycznej, którzy przedstawili Prezesowi URE dane dotyczące między innymi przyszłych planów inwestycyjnych, uwzględniając wprowadzenie nowych mocy wytwórczych, jak również przyszłych wycofań z eksploatacji istniejących jednostek i instalacji wytwórczych.

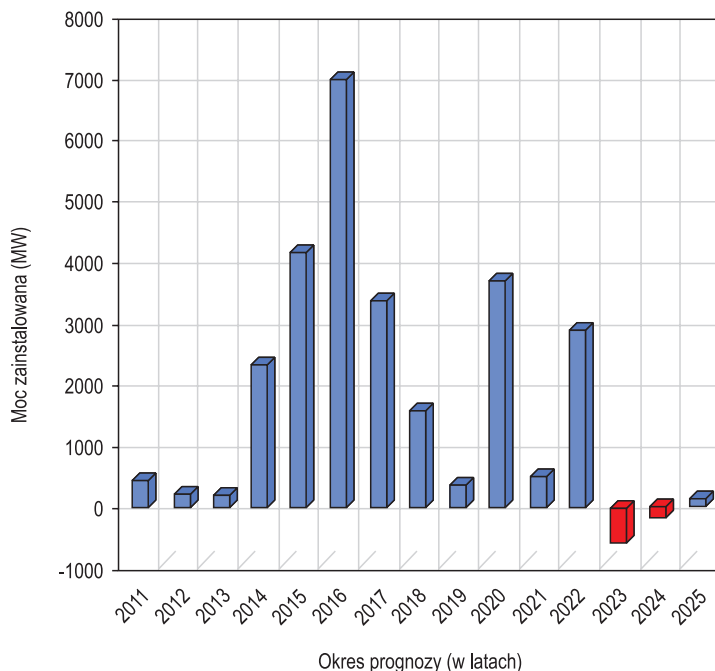
W latach 2011–2025, które stanowią ramy czasowe prognozy, przewidywana jest znacząca przewaga nowych jednostek i instalacji wytwarzających energię elektryczną w stosunku do wycofanych mocy wytwórczych, co pokazuje rys. 3. Tym samym niedostatek mocy spowodowany wycofaniami źródeł przyłączonych do

**Rys. 3.** Ilość mocy wycofanej lub wprowadzonej do KSE według prognoz wytwórców energii elektrycznej w poszczególnych latach od 2011 do 2025



Krajowego Systemu Energetycznego zostanie uzupełniony przez moce pochodzące z planowanych inwestycji. Co więcej, w rozpatrywanym okresie 15 lat (zgodnie z rys. 4) nowe moce nie tylko powinny zrównoważyć niedobory wynikające z wycofań istniejących mocy, ale także powinny stanowić pewien margines bezpieczeństwa dla rosnącego zapotrzebowania. W kontekście pojedynczych lat prognozy 15-letniej nie jest regułą, że ilość nowych mocy wytwórczych przewyższa prognozowane wycofania. Jednak z uwagi na to, że znaczna liczba nowych inwestycji planowana jest na okres od 2014 do 2018 r., nie powinno stanowić zagrożenia wycofanie większej ilości mocy w stosunku do nowych inwestycji w latach 2023 i 2024. W kontekście pokrycia powstałego niedoboru wystarczająca powinna być moc zainstalowana pochodząca z inwestycji na przykład z okresu od 2014 do 2018 r.

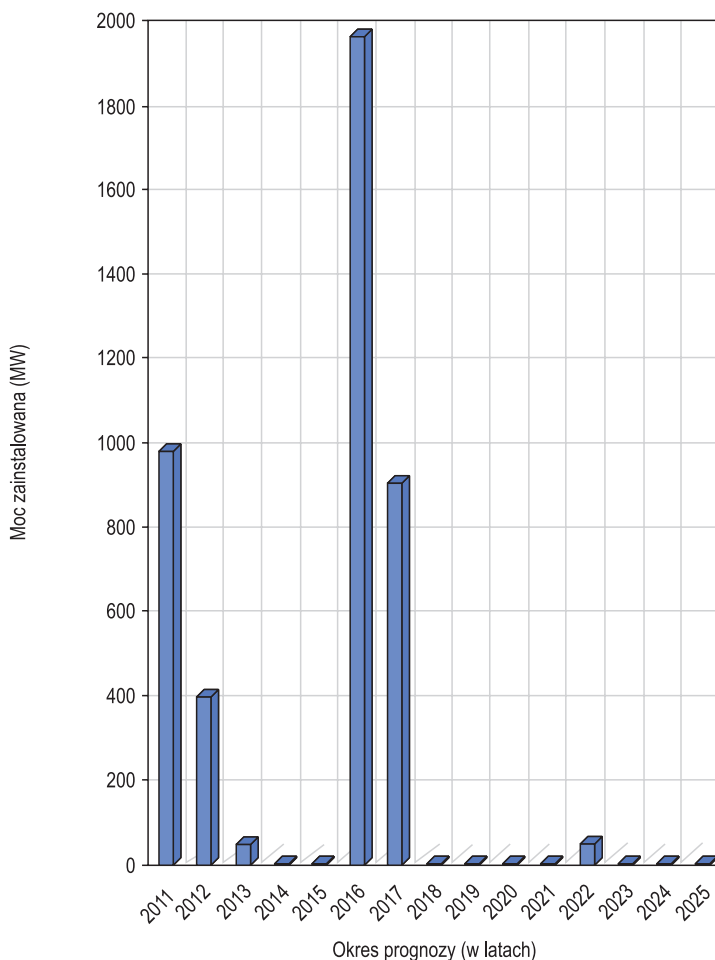
**Rys. 4.** Bilans mocy wycofanej i wprowadzonej do KSE według prognoz wytwórców energii elektrycznej w poszczególnych latach od 2011 do 2025



Dodatkowo należy zauważyć, że rys. 3 i 4 stanowią jedynie odzwierciedlenie prognozowanych inwestycji, których zaawansowanie jest znacząco zróżnicowane i obejmuje zakres od fazy początkowej, tzn. etap podejmowania decyzji o rozpoczęciu projektu, wystąpienie lub otrzymanie warunków przyłączenia bądź przeprowadzanie procesów administracyjnych, do etapu realizacji i oddania do eksploatacji inwestycji. Natomiast rys. 5 odnosi się wyłącznie do inwestycji, których stan prac dotyczy końcowych etapów, takich jak montaż finansowy projektu, procedury przetargowe, prace budowlane czy przyłączenie jednostki do KSE, a nawet oddanie do eksploatacji. Opierając się na rys. 5, podobnie jak na rys. 4, można zaobserwować, że w okresie 15 lat prognozy moc zainstalowana nowych inwestycji stanowi nadwyżkę w stosunku do mocy wycofanych. Jednakże ilość mocy widocznie uległa zmianie, co pozwala

nam wynioskować, że sporządzone przez wytwórców prognozy w większości dotyczą inwestycji będących we wstępnym stadium prac. Istotne jest, że zarówno rys. 4, obejmujący swoim zakresem wszystkie inwestycje, bez względu na poziom zaawansowania prac, jak i rys. 5, dotyczący tylko inwestycji z zakończonym etapem re-

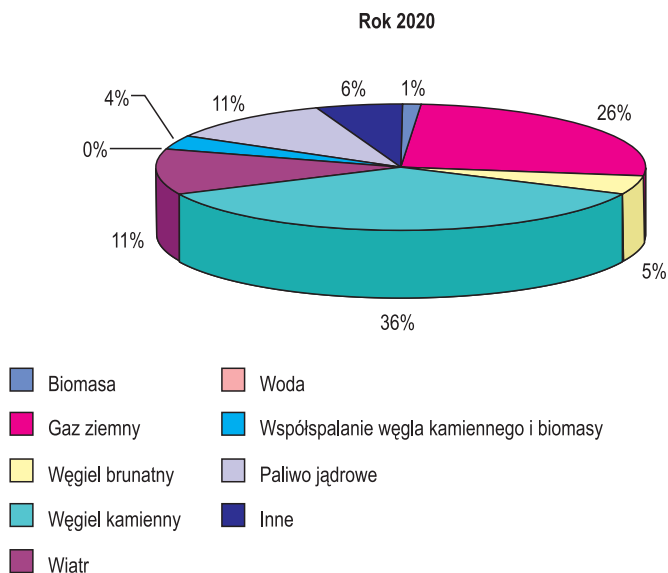
**Rys. 5.** Bilans mocy wycofanej i wprowadzonej do KSE według prognoz wytwórców energii elektrycznej w poszczególnych latach od 2011 do 2025



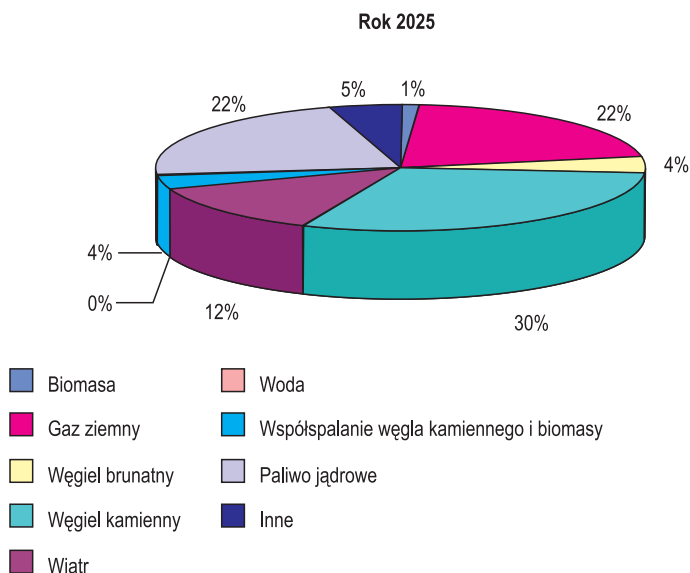
alizacji procesów administracyjnych, przedstawiają rok 2016 i 2017 jako lata ze znaczną przewagą nowych inwestycji nad planowanymi wycofaniami.

W związku z realizowaniem polityki mającej na celu zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w rynku wytwarzania energii elektrycznej można zaobserwować wyraźny wzrost liczby planowanych inwestycji dotyczących energii odnawialnej. Opierając się na otrzymanych od wytwórców planach 15-letnich, można zauważyć, że tak jak pokazuje rys. 6, przedstawiający technologie planowanych inwestycji (zrealizowanych w latach 2011–2020), na drugim miejscu zaraz po inwestycjach bazujących na węglu kamiennym znajdują się źródła gazowe. W związku z tym należy zwrócić uwagę, że zwiększenie się udziału źródeł gazowych stanowi pozytywny sygnał, gdyż elektrownie gazowo-parowe jako źródła szybko startujące mogą stanowić rezerwę mocy dla farm wiatrowych, które – jak pokazuje rys. 6 – znajdują się na 3. miejscu pod względem wielkości udziału wśród nowych inwestycji.

**Rys. 6.** Udział poszczególnych technologii planowanych inwestycji dla lat 2011–2020



Rys. 7. Udział poszczególnych technologii planowanych inwestycji dla lat 2011–2020



Jednocześnie należy zauważyć, że od 2011 do 2020 r. planowane są inwestycje w moce wytwórcze opierające się na paliwie jądrowym, których udział do 2025 r. istotnie wzrośnie. Porównanie planowanych inwestycji w perspektywie 10 i 15 lat, czyli stan na rok 2020 i 2025, pokazuje, że zwiększy się ilość mocy pochodzącej z paliwa jądrowego oraz ze źródeł odnawialnych, a w kontekście tego ostatniego – pochodzącej z energii wiatrowej. Wzrostowi udziału energii jądrowej i wiatrowej będzie towarzyszył malejący udział inwestycji w energetykę węglową, która mimo wszystko nadal będzie stanowiła największą część planowanych inwestycji. Wzrastający udział energetyki wiatrowej wynika między innymi ze stosowanego systemu wsparcia, który zachęca do inwestowania, natomiast tak duży udział mocy bazujących na węglu wydaje się oczywisty, jeśli wziąć pod uwagę charakter zasobów naturalnych, którymi dysponujemy.

#### 4. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ – REKOMENDACJE, SZANSE I ZAGROŻENIA

Rekomendacje	Perspektywa czasowa
W ramach polityki energetycznej państwa przyznanie strategicznego pierwszeństwa wspieraniu innowacyjnych rozwiązań, pozwalających w sposób bardziej ekologiczny i jednocześnie ekonomicznie efektywnie korzystać z krajowych zasobów naturalnych (maksymalizowanie lokalnego wykorzystania zasobów energii odnawialnej, wsparcie dla rozwoju technologii zgazowania węgla).	2012–
Polityka właścicielska Skarbu Państwa wobec przedsiębiorstw sieciowych sektora energetycznego gwarantująca reinwestowanie środków finansowych osiągniętych w ramach działalności regulowanej.	2011–
Analiza struktury podmiotowej sektora elektroenergetycznego pod kątem zidentyfikowania możliwych kierunków prywatyzacji w celu uzyskania warunków do konkurencyjności różnymi technologiami generacji energii elektrycznej – dla zmaksymalizowania tempa dojścia do zrównoważonego <i>energy mix</i> Polski, przy jednoczesnej optymalizacji kosztów w skali makro.	2012
Liberalizacja rynku gazu ziemnego w segmencie odbiorców komercyjnych, poprzez przyjęcie odpowiedniego programu działań dla rynku gazu, nakierowanego na zbudowanie płynnego i transparentnego hurtowego rynku gazu, zdolnego do wykreowania rynkowej ceny gazu ziemnego (np. z wykorzystaniem tzw. programu uwalniania gazu) – w szczególności w celu zapewnienia warunków dla optymalnego tempa i minimalizacji kosztów realizacji inwestycji w energetykę gazową.	2012–
Eliminowanie barier prawnych, które utrudniają przyłączenie źródeł generacji rozproszonej, w tym OZE, do sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej.	działanie ciągłe
Modyfikacja systemów wspierających rozwój OZE i wysokosprawnej kogeneracji (trigeneracji) w kierunku kreowania zachęt do pojawiania się nowych źródeł energii, poprzez określenie długoterminowych ram prawnych funkcjonowania systemów, z jednoczesnym ograniczeniem czasu wsparcia danej inwestycji, oraz w kierunku doboru zakresu i rodzaju (instrumentów) wsparcia, zróżnicowanego odpowiednio do warunkowań ekonomicznych poszczególnych technologii wytwarzania.	2011

### Szanse i perspektywy

W okresie przejściowym, do czasu udostępnienia czystych technologii węglowych w skali przemysłowej, szansą na zrównoważenie potencjalnych ubytków mocy wytwórczych powinna być energetyka gazowa. Jej rozwój jest pożądanym także z uwagi na potrzeby regulacyjne systemu, możliwość zwiększenia efektywności energetycznej wykorzystania paliwa pierwotnego i krótszy proces inwestycyjny niż w przypadku energetyki węglowej.

Możliwy jest realny przyrost mocy ze źródeł OZE, w tym w szczególności pochodzącej z wiatru. Jednakże źródła te z uwagi na niestabilność i nieprzewidywalność mogą spełniać swoją rolę w systemie elektroenergetycznym i strategii bezpieczeństwa energetycznego pod warunkiem istotnej rozbudowy źródeł regulacyjnych. Integralnym elementem rozwoju generacji rozproszonej opartej głównie na źródłach odnawialnych powinien być rozwój technologii *smart grid*.

### Czynniki ryzyka

Niskoemisyjna polityka klimatyczna UE ma negatywny wpływ na decyzje potencjalnych inwestorów dotyczące budowy konwencjonalnych elektrowni wykorzystujących paliwa kopalne, w szczególności w oparciu o węgiel kamienny i brunatny. Przesądzające stanowisko rządu RP w tym obszarze wpłynęłoby na obniżenie ryzyka politycznego i ukierunkowało decyzje inwestorów, co do wyboru kierunków inwestowania i wyboru technologii.

Zdynamizowanie rozwoju infrastruktury sieciowej wymaga przede wszystkim wyeliminowania barier i procedur administracyjnych związanych z procesem wywłaszczania terenów lokalizacyjnych i uzgadniania tych planów rozwoju na szczeblach lokalnych.

Perspektywa zagrożenia ciągłości dostaw w ciągu kilku nadchodzących lat i czas potrzebny na realizację inwestycji wymagają spójnej strategii rządu zapewniającej skoordynowane i skuteczne działania proinwestycyjne.





**Hanna Trojanowska**

## **Bezpieczeństwo energetyczne – znaczenie energetyki jądrowej**

### **1. WPROWADZENIE**

Od kilku już lat polska elektroenergetyka stoi przed poważnymi wyzwaniami. Rozwój gospodarczy powiązany z koniecznością zapewnienia pokrycia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną, a jednocześnie starzejący się majątek wytwórczy polskiej elektroenergetyki, niedostateczny poziom rozwoju infrastruktury wytwórczej i przesyłowej oraz infrastruktury transportowej paliw i energii, znaczne uzależnienie od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego i niemal pełna zależność od zewnętrznych dostaw ropy naftowej, a także zobowiązania w zakresie ochrony środowiska powodują konieczność podjęcia zdecydowanych działań zapobiegających pogarszaniu się sytuacji odbiorców energii elektrycznej. W warunkach inteligentnego, zrównoważonego, sprzyjającego włączeniu społecznemu wzrostu to właśnie energetyka jądrowa ma potencjał wprowadzenia polskiej energetyki na wyższy poziom rozwoju technologicznego, przy sprostaniu wymaganiom ochrony środowiska i utrzymaniu rozsądnego poziomu cen energii elektrycznej.

## 2. ANALIZA STANU OBECNEGO, PROGNOZA, WNIOSKI

### 2.1. BILANS ENERGETYCZNY W DOBIE POLITYKI KLIMATYCZNEJ

Produkcja energii elektrycznej w 2010 r. wyniosła 157,4 TWh i była o prawie 3% wyższa niż produkcja w 2009 r. (151,5 TWh). W analogicznym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło o 4,5%, z poziomu 149 do 156 TWh. Przewiduje się, że zużycie energii elektrycznej w Polsce będzie rosło, m.in. ze względu na relatywnie niski jego poziom obecnie – niemożliwy do utrzymania w dłuższej perspektywie. Według danych EUROSTAT-u (maj 2009 r.) Polska plasuje się bowiem na 24. miejscu wśród krajów Unii Europejskiej pod względem zużycia energii elektrycznej przypadającego na jednego mieszkańca. Wynosi ono ok. 4 tys. kWh/rok, tj. znacznie poniżej średniej dla krajów UE, wynoszącej ok. 7,5 tys. kWh/rok.

Struktura zużycia paliw podstawowych w elektroenergetyce zawodowej wskazuje na utrzymującą się dominację węgla, którego udział w produkcji energii elektrycznej wyniósł w 2010 r. ponad 93% (węgiel kamienny 61,36%, węgiel brunatny 31,75%). Pozostałe paliwa to gaz (3,21%) oraz biogaz i biomasa (3,68%). Struktura krajowej produkcji energii elektrycznej obejmuje również pozostałe źródła odnawialne (wiatr i woda).

Rosnące koszty wydobycia krajowego węgla kamiennego i trudności w pozyskiwaniu nowych złóż węgla brunatnego, z perspektywą postępującego ograniczenia dostępności tego paliwa dla elektroenergetyki, stanowią istotną przesłankę do poszukiwania możliwości dywersyfikacji bazy paliwowej dla produkcji energii elektrycznej i wprowadzenia nowych nośników energii, gwarantujących długotrwałe i stabilne, także cenowo, dostawy energii elektrycznej.

Polska od 1980 r. jest importerm energii netto, a przy ograniczonym potencjale rodzimych zasobów energii pierwotnej tendencja ta będzie się utrzymywać. Własne zasoby surowców potrzebnych do wytwarzania energii elektrycznej nie wystarczą do utrzymania stosownego poziomu bezpieczeństwa energetycznego

Polski. Potencjał odnawialnych źródeł energii pożądaných w bilansie z uwagi na niską emisyjność tych źródeł jest jednak ograniczony i nie gwarantuje tym źródłom pozycji alternatywy czy substytutu dużych źródeł systemowych.

Wysoki udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze paliw dla elektroenergetyki powoduje negatywne konsekwencje w zakresie wypełniania zobowiązań dotyczących ochrony środowiska, przede wszystkim w aspekcie emisji CO<sub>2</sub>. Warunek 20-procentowej redukcji emisji CO<sub>2</sub> do roku 2020 wymusza zmianę struktury bazy paliwowej dla elektroenergetyki.

W ramach zobowiązań ekologicznych Unia Europejska wyznaczyła na rok 2020 cele ilościowe „3 × 20%”, tj. zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do roku 1990, zmniejszenie zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami dla UE na 2020 r., zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii do 20% całkowitego zużycia energii w UE (cel dla Polski to 15% w finalnym zużyciu), w tym zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie do 10%. W grudniu 2008 r. został przyjęty przez Unię Europejską pakiet klimatyczno-energetyczny, w którym zawarte są konkretne narzędzia prawne realizacji ww. celów. Polityka energetyczna Polski poprzez działania inicjowane na szczeblu krajowym wpisuje się w realizację celów polityki energetycznej określonych na poziomie Unii.

## 2.2. DYWERSYFIKACJA ŹRÓDEŁ WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I ENERGETYKA JĄDROWA

Bezpieczeństwo energetyczne kraju, rozumiane jako zapewnienie dostaw energii elektrycznej społeczeństwu i krajowej gospodarce po konkurencyjnych cenach i w sposób zgodny z wymaganiami ochrony środowiska, wymaga między innymi dywersyfikacji bazy paliwowej dla elektroenergetyki i budowy nowych źródeł systemowych w oparciu o komercyjnie sprawdzone niskoemisyjne technologie, po to, by zapobiec wystąpieniu deficytu mocy wytwórczych spowodowanego starzeniem się majątku wytwórczego pol-

skiej elektroenergetyki i rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną w najbliższym dwudziestoleciu.

W „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” określone zostały priorytety, których harmonijna realizacja pozwoli na zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Są nimi:

- poprawa efektywności energetycznej;
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii;
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej;
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw;
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii;
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. przedstawiona w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” przewiduje ok. 50-procentowy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną brutto w stosunku do roku 2010. Dla zaspokojenia rosnących potrzeb konsumpcji energii elektrycznej konieczne będzie zatem zwiększenie jej produkcji.

Moc zainstalowana w źródłach wytwórczych powinna wzrosnąć z ok. 36 tys. MW w 2010 r. do ok. 52 tys. MW w 2030 r., czyli o ok. 50%. Obok nowych, wysokosprawnych elektrowni węglowych niezbędna będzie budowa mocy wytwórczych z innych źródeł: jądrowych, gazowych i odnawialnych. Mimo zastrzegających się standardów ochrony środowiska węgiel pozostanie najistotniejszym surowcem energetycznym wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Zakłada się, że przez okres najbliższych 20 lat, tj. do roku 2030 sektor węglowy powinien zapewnić dostawy paliwa, które pozwolą na utrzymanie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach na węgiel kamienny i brunatny łącznie na wyrównanym poziomie ok. 110 TWh rocznie.

Spełnienie wymagań Unii Europejskiej uzyskania przez Polskę 15-procentowego udziału energii odnawialnej w strukturze energii finalnej brutto w 2020 r. spowoduje wysoki wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w tym okresie, mimo ciągle wysokich kosztów wytwarzania.

Energetyka jądrowa jako technologia komplementarna, a nie konkurencyjna, w stosunku do istniejącej bazy paliwowej umożliwi respektowanie zobowiązań Polski w zakresie zrównoważonego rozwoju i zapewnienie dostaw energii elektrycznej po racjonalnych kosztach i z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska.

Analizy porównawcze kosztów wytwarzania energii elektrycznej w różnych, komercyjnie dostępnych technologiach: jądrowych, węglowych, gazowych i odnawialnych w perspektywie najbliższych 20 lat potwierdzają wysoką i rosnącą z czasem konkurencyjność elektrowni jądrowych, również ze względu na przewidywany wzrost cen paliw organicznych i opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>. Elektrownie jądrowe stają się konkurencyjne już przy koszcie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> powyżej 15 euro za tonę CO<sub>2</sub>. Porównanie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej dla źródeł przewidzianych do uruchomienia około 2020 r. wskazuje, że uśrednione koszty produkcji energii elektrycznej elektrowni jądrowej (obejmujące również koszty likwidacji elektrowni i koszty składowania odpadów) dla typowego dla tych źródeł współczynnika wykorzystania mocy 0,9 wynoszą ok. 60 euro/MWh. Natomiast następną w kolejności elektrownia spalająca węgiel brunatny w kotle pyłowym wytwarzać będzie energię elektryczną za ok. 80 euro/MWh.

Plany budowy w Polsce dwóch elektrowni jądrowych o łącznej mocy 6000 MW to możliwość produkcji energii elektrycznej rzędu 50 TWh rocznie i uniknięcie emisji CO<sub>2</sub> rzędu 47 mln ton rocznie.

Sektor energetyki jądrowej ponosi pełną odpowiedzialność za skutki swego funkcjonowania od momentu przygotowania do budowy obiektów energetyki jądrowej, przez fazę realizacji inwestycji, bezpieczną i ekonomiczną eksploatację, aż po likwidację obiektów energetyki jądrowej po zakończeniu ich eksploatacji, a także wdrożenie rozwiązań w zakresie postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi. Każdy inwestor i operator obiektów energetyki jądrowej musi mieć tego świadomość przy podejmowaniu stosownych decyzji inwestycyjnych.

Poprawa standardów bezpieczeństwa jądrowego oraz ochrony i zabezpieczeń obiektów energetyki jądrowej w nowoczesnych technologiach generacji III i III+ oferowanych na światowym rynku

zapewnia spełnienie najwyższych wymagań bezpieczeństwa i minimalizację skutków najmniej prawdopodobnych awarii, nawet spowodowanych ekstremalnymi zjawiskami przyrody, takich jak te, które miały miejsce w japońskiej EJ Fukushima.

## 2.3. WNIOSKI

Program wdrożenia energetyki jądrowej jest największym wyzwaniem w historii polskiego rynku energii i całej powojennej gospodarki. Dlatego jako przedsięwzięcie długoterminowe i kompleksowe wymaga indywidualnego podejścia organizacyjnego i legislacyjnego dla zapewnienia pełnego wykorzystania jej wdrożenia do stymulowania rozwoju ekonomicznego, tworzenia nowych miejsc pracy oraz rozwoju nauki i placówek badawczych. Energetyka jądrowa jest szansą na sprostanie wymogom unijnego pakietu klimatycznego i zapewnienie Polsce trwałego stanu bezpieczeństwa energetycznego.

## 3. SZANSE I ZAGROŻENIA ZWIĄZANE Z WYKORZYSTANIEM ENERGETYKI JĄDROWEJ. REKOMENDACJE

### Energetyka jądrowa – rekomendacje

Rolą państwa podejmującego decyzję o zaangażowaniu się w rozwój energetyki jądrowej jest zapewnienie spójności i trwałości jej rozwoju oraz przejęcie odpowiedzialności za kontrolę nad potencjalnym ryzykiem związanym z technologią jądrową i wieloletnie skutki jej funkcjonowania, obejmujące okres przygotowań do inwestycji, budowę obiektów energetyki jądrowej, okres eksploatacji, a następnie proces likwidacji obiektu energetyki jądrowej po zakończeniu eksploatacji i postępowanie z wypalonym paliwem i odpadami promieniotwórczymi.

Rządowy projekt „Programu Polskiej Energetyki Jądrowej” (Programu) przedstawia zakres i strukturę organizacji działań, jakie należy podjąć, aby zapewnić rozwój i funkcjonowanie energetyki jądrowej w oparciu o konieczną infrastrukturę prawną, organizacyjną, instytucjonalną, zaplecze naukowo-badawcze, system szkolenia kadr oraz kampanię informacyjną. Wraz ze stabilnymi ramami prawnymi stanowić to będzie podstawę działań niezbędnych do realizacji przez organy administracji rządowej oraz inwestora i operatora obiektów energetyki jądrowej.

Uwarunkowania rozwoju i funkcjonowania nowoczesnego sektora energetyki jądrowej wymuszają zachowanie bezwzględnego prymatu bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej w każdej fazie tego rozwoju, z zapewnieniem wysokiej kultury technicznej, zarządczej i informacyjno-komunikacyjnej oraz odpowiedzialności za wieloletnie skutki funkcjonowania energetyki jądrowej.

Optymalizacja procesu wdrożenia energetyki jądrowej wymaga zatem intensyfikacji wysiłków zarówno po stronie administracji rządowej, jak i inwestora przy realizacji działań opisanych w projekcie Programu, utworzenia i utrzymania konsensusu politycznego oraz pozyskania i utrzymania akceptacji społecznej dla podejmowanych działań.

### Energetyka jądrowa – szanse i perspektywy

- potrzeba dywersyfikacji źródeł wytwarzania energii i konieczność nowych inwestycji zastępujących zdekapitalizowane elektrownie systemowe;
- praktycznie brak szkodliwych dla środowiska emisji CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, pyłów i metali ciężkich przy zastosowaniu energetycznych technologii jądrowych;
- możliwość ograniczenia importu węgla i gazu ziemnego;
- stabilność i przewidywalność, w długim okresie, kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych przy niższych jednostkowych kosztach wytwarzania w porównaniu z innymi technologiami energetycznymi;
- stabilność zwrotu zainwestowanego kapitału, przy obecnie zakładanym 60-letnim okresie eksploatacji elektrowni jądrowych;
- możliwość tworzenia wieloletnich zapasów paliwa jądrowego; elektrownia jądrowa o mocy 1000 MW zużywa rocznie 24 tony paliwa jądrowego;
- bezpieczeństwo dostaw paliwa jądrowego poprzez możliwość wyboru dostawców uranu z różnych regionów świata, z państw stabilnych politycznie;
- pełna odpowiedzialność inwestorów i operatorów obiektów energetyki jądrowej za bezpieczeństwo postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi;
- internalizacja kosztów zewnętrznych (uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zdrowotnych itp.);
- zaoszczędzenie dla przyszłych pokoleń zasobów organicznych paliw kopalnych, w tym zachowanie zasobów węgla jako cennego surowca dla przemysłu chemicznego i farmaceutycznego;
- możliwość ożywienia gospodarczego regionów i zdynamizowania krajowego przemysłu;
- rozwój zaplecza naukowo-badawczego energetyki jądrowej;
- rozwój kierunków kształcenia związanych z energetyką jądrową na wyższych uczelniach;
- wzrost innowacyjności gospodarki;
- rosnące zainteresowanie społeczne skutkami gospodarczymi, społecznymi i dla ochrony środowiska, związanymi z wdrożeniem energetyki jądrowej.

### Energetyka jądrowa – czynniki ryzyka

- opóźnienia w przygotowaniu wystarczających zasobów wykwalifikowanych kadr dla potrzeb energetyki jądrowej oraz trudności z ich zapewnieniem;
- ograniczone środki finansowe na realizację programu rozwoju energetyki jądrowej;
- niewystarczająca akceptacja społeczna dla rozwoju energetyki jądrowej wynikająca z braku zapewnienia długookresowego konsensusu politycznego lub występowania poważnych awarii jądrowych o skutkach, które negatywnie wpłyną na poziom tej akceptacji;
- brak akceptacji społeczności lokalnych dla budowy elektrowni i składowiska odpadów promieniotwórczych w efekcie nieprawidłowego zbilansowania korzyści i zagrożeń takiego sąsiedztwa;
- trudności w pozyskaniu finansowania kosztów budowy elektrowni jądrowych lub opóźnienia w realizacji inwestycji skutkujące zwiększeniem kosztów budowy.





**Jan Rączka**

## **Inteligentna energia kluczem do bezpieczeństwa energetycznego<sup>1</sup>**

### **1. WPROWADZENIE**

Polską energetykę czekają głębokie zmiany w najbliższych dwóch lub trzech dekadach. Rozwój inteligentnych miast, mikrogeneracja i poprawa efektywności energetycznej są konieczne do wypełnienia długookresowych celów Unii Europejskiej. Mogą też przyczynić się do znaczącej poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Główne korzyści to zmniejszenie:

- energochłonności naszej gospodarki,
- zapotrzebowania na importowane surowce energetyczne,
- podatności systemu energetycznego na zakłócenia.

Jak długo energetyka jest osadzona w tradycyjnym paradygmacie (wytwarzanie w dużych siłowniach, przesyłanie na duże odległości, mała elastyczność sieci, bilansowanie mocy na wysokim napięciu), nie jest to możliwe. Przyszłość energetyki musi być

---

<sup>1</sup> Dr Jan Rączka, autor tego rozdziału, dziękuje prof. Maciejowi Nowickiemu, dr. Grzegorzowi Peszce, dr. Mariuszowi Sworze, dr. Arkadiuszowi Węglarzowi i panu Wojciechowi Stawianemu za cenne uwagi do poprzedniej wersji tego tekstu. Przy czym autor bierze na siebie całą odpowiedzialność za błędy i niedociągnięcia, które mogą znaleźć się w tym rozdziale.

oparta na nowoczesnym rozumieniu jej roli, która obejmuje zarządzanie popytem przez operatorów sieci dystrybucyjnych, lokalne bilansowanie popytu i podaży elektryczności na niskim i średnim napięciu, otwarcie się na rozproszone źródła energii, wykorzystanie odnawialnych źródeł do zaspokajania rzeczywistych potrzeb energetycznych odbiorców poprzez magazynowanie elektryczności w okresie niskiego popytu<sup>2</sup>.

Tradycyjny paradygmat, kształtujący energetykę od ponad 100 lat, opiera się na założeniu, że producenci elektryczności posiadają moce wytwórcze i przesyłowe, które o każdej porze roku, każdego dnia, w każdym momencie są w stanie zaspokoić zapotrzebowanie klientów. Oznacza to, że wzrost popytu spowodowany bądź zmianą wzorów konsumpcyjnych gospodarstw domowych, bądź też rozwojem gospodarczym implikuje rozbudowę energetyki. W ostatnich dwóch dekadach Polska nie odczuwała tego mechanizmu, ponieważ rozwój sektora usług i większe zużycie w gospodarstwach domowych były kompensowane restrukturyzacją przemysłu, a w ostatnich trzech latach – niższym wzrostem gospodarczym.

Energetyka jest bardzo konserwatywnym sektorem gospodarki. Wynika to zarówno z natury tego sektora, przez wiele lat uważanego za monopol naturalny, z poglądu, że dla gospodarstw domowych elektryczność jest dobrem pierwszej potrzeby, z balansowania między otwarciem się na rynek międzynarodowy a zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego, jak też z inercji systemu regulacyjnego. Stosunkowo niedawno został upowszechniony pogląd, że cechy monopolu naturalnego posiada przesył i dystrybucja, a nie wytwarzanie. W dalszym ciągu gospodarstwa domowe są chronione – są pod osłoną regulowanych taryf. Regulacja rynku energii – jeśli wziąć pod uwagę postęp, jaki dokonał się od 1997 r., kiedy zostało przyjęte nowe prawo energetyczne – cały czas nie nadąża za sposobem prowadzenia biznesu energetycznego, który zmienia się w ostatnim czasie.

---

<sup>2</sup> Całość raportu koncentruje się na elektroenergetyce, jednak omówienie zagadnienia inteligentnej energii wymaga poruszenia spraw dotyczących innych mediów energetycznych, przede wszystkim ciepła.

Polityka ekologiczna czyni sytuację w energetyce jeszcze bardziej złożoną. Obecny rząd łączy te dwa obszary gospodarki, co znalazło wyraz w Strategii „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko”, redagowanej wspólnie przez Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska. Jest to niezbędne ze względu na pakiet energetyczno-klimatyczny, czy też – traktując to zagadnienie szerzej – na konsekwentną politykę Unii Europejskiej na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu. **Europejski System Handlu Emisjami, którego trzecia faza rozpocznie się na początku 2013 r., jest wyzwaniem dla polskiej energetyki opartej na węglu.** Wiele wskazuje na to, że to dopiero początek głębokich zmian – cele redukcyjne na 2050 r. są o wiele ambitniejsze. Komisja Europejska zamierza zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych o 85% względem 1990 r.

Uzupełnieniem tego obrazu jest postawa samej energetyki, która wraz z górnictwem stanowi potężną grupę interesów. Energetyka jest zagubiona pomiędzy starym myśleniem a restrykcyjną polityką ekologiczną i liberalną polityką regulacyjną, narzucaną przez Unię Europejską. Prowadzona w latach 90. polityka rządu doprowadziła do utrzymania przy życiu przestarzałego majątku wytwórczego (kontrakty długoterminowe poszły na modernizację bloków z lat 60. i 70., a nie na nowe bloki), umocnienia pozycji państwowych konglomeratów (integracja pionowa w latach 2006–2007 oraz próba przejścia Energi SA przez PGE SA) oraz ochrony przed konkurencją z zagranicy (tzn. powstrzymywania się przed zwiększaniem przepustowości połączeń z krajami ościennymi)<sup>3</sup>. Te uwarunkowania uczyniły energetykę najbardziej pożądanym pracodawcą w Polsce, który płaci dobrze i gwarantuje zatrudnienie.

Jednak polityka Unii Europejskiej jest jednoznaczna – **do roku 2050 mają zostać wyłączone wszystkie moce wykorzystujące węgiel (CCS jest raczej zasłoną dymną ukrywającą rzeczywisty przekaz niż realną opcją technologiczną).** Kraje członkowskie mogą

---

<sup>3</sup> Zastługą tego i poprzednich rządów jest to, że wiele przedsiębiorstw energetycznych i kopalń zostało sprywatyzowane lub jest przygotowane do prywatyzacji. Zmiana struktury własności jednak nie przekłada się w wystarczający sposób na zmianę struktury rynku i charakter konkurencji.

komponować strukturę zaopatrzenia w oparciu o energię atomową, czyste technologie węglowe, spalanie gazu ziemnego, odnawialne źródła energii bądź też zainwestować w energooszczędność. Rząd postawił na to pierwsze źródło – elektrownia atomowa wpisuje się w tradycyjny paradygmat energetyki (duża siłownia systemowa), a jednocześnie nie emituje CO<sub>2</sub>. Jednak tsunami w Japonii, które uszkodziło elektrownię atomową w Fukushima, na nowo rozgrzało debatę o zagrożeniach dla ludzi i środowiska. Ponownie rodzą się pytania, czy jesteśmy w stanie zapanować nad całym cyklem produkcyjnym, zapewnić długofalowe i stabilne dostawy uranu, dobrać właściwą technologię, zrealizować w terminie tak złożoną inwestycję, bezpiecznie składować odpady niebezpieczne.

Gaz ziemny wpisuje się w tradycyjny paradygmat energetyki, ale – przynajmniej do czasu uruchomienia wydobywania gazu łupkowego na skalę przemysłową – nie gwarantuje polskiej gospodarce bezpieczeństwa energetycznego. W perspektywie najbliższej dekady oznaczałoby to dodatkowe uzależnienie się od dostaw gazu ziemnego ze Wschodu. Natomiast w perspektywie roku 2050 nie pozwoliłoby na aż tak znaczące zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, jak jest to zapowiadane przez Komisję Europejską.

W tym świetle **zarządzanie energią w inteligentnych miastach, odnawialne źródła energii, technologie niskoemisyjne i poszanowanie energii nabierają wagi**. Warto im poświęcić więcej środków, stworzyć warunki do rozwoju. Druga strategia lizbońska bardzo mocno stawia na innowacyjność, na postęp technologiczny, na szeroko rozumianą modernizację i poprawę konkurencyjności. W dużej mierze sytuacja w energetyce przypomina koniec lat 80. w telekomunikacji – w przededniu rozpowszechnienia się telefonu komórkowego i internetu. Jest szansa na zrobienie skoku technologicznego, który przeniesie energetykę w XXI wiek. W ciągu 20 lat dokonają się głębsze zmiany niż przez ostatnie 100 lat.

Warunkiem koniecznym tych zmian jest oparcie energetyki na nowoczesnym paradygmacie – **umożliwienie operatorom zarządzania popytem poprzez rozwój inteligentnych sieci energetycznych, rozpowszechnienie koncepcji inteligentnych miast i danie korzyści odbiorcom poprzez agregację popytu i bilansowanie**

**na niskim i średnim napięciu, pełne wykorzystanie rozproszonych (szczególnie odnawialnych) źródeł energii, postawienie na energooszczędność.**

Nowoczesny paradygmat energetyki pozwala **przewartościować pojęcie bezpieczeństwa energetycznego**, wyjść poza wąskie odniesienie tej kategorii do wykorzystania przez kraj własnych surowców energetycznych. Nowoczesny paradygmat energetyki dyskontuje korzyści wynikające z postępu technologicznego, z myślenia o energetyce w kategoriach usług energetycznych i wartości oferowanej klientom. Prócz zapewnienia dostaw surowców energetycznych z wielu kierunków, od wiarygodnych producentów, bezpieczeństwo energetyczne wynika z bezpieczniejszej struktury wytwarzania (wytwarzanie rozproszone, lokalne bilansowanie energii), z elastyczności i niezawodności działania sieci energetycznych, z możliwości zarządzania przez operatora sieci zarówno podażą, jak i popytem.

## **2. STAN OBECNY. PROGNOZA I WNIOSKI**

### **2.1. INTELIGENTNE MIASTA**

Inteligentna sieć energetyczna (ISE) jest ideą mocno osadzoną w nowoczesnym paradygmacie energetyki. Zamiast dostosowywać moc wytwórczą i przesyłową do szczytowego popytu, można wykorzystać ISE do przesunięcia części popytu ze szczytu na inne pory dnia/doby. W przypadku polskiej energetyki może przelożyć się to na ogromne korzyści, ponieważ w perspektywie dwóch dekad Polska musi odtworzyć cały majątek wytwórczy. Jeżeli uda się nam bardziej równomiernie rozłożyć popyt w czasie doby, to możemy zużywać tę samą ilość energii, wykorzystując skromniejsze moce wytwórcze, bez zwiększania przepustowości sieci.

Inteligentne miasta są koncepcją wpisującą się w ISE. Jest to próba pełnego wykorzystania zasobów energetycznych dostępnych w granicach miasta, ukształtowania bardziej rynkowej postawy, wykorzystania atutów, jakie daje współpraca odbiorców (np. niż-

sze ceny), jak również wykorzystania lokalnych źródeł. Samorząd lokalny we współpracy z instytucjami publicznymi, przedsiębiorstwami i mieszkańcami może stać się ważnym uczestnikiem rynku energii, może lepiej korzystać z poszczególnych mediów (elektryczność, gaz, ciepło sieciowe), lepiej organizować ruch kołowy w mieście dzięki szerszemu wykorzystaniu transportu publicznego i telepracy.

Pierwszym krokiem do organizacji inteligentnych miast może być **agregacja popytu**, tzn. stworzenie grupy zakupowej, która ogłasza przetarg na dostawę elektryczności do wszystkich instytucji, obiektów należących do sektora publicznego. Nie wymaga to tworzenia nowej infrastruktury, ponoszenia nakładów inwestycyjnych. Korzyści wynikają z wyrównania siły rynkowej pomiędzy dostawcą a odbiorcą. Jak również – w dłuższym okresie – ze zwiększenia wachlarza usług energetycznych oferowanych przez dostawców. To oznacza nie tylko niższą cenę jednostkową ze względu na wzrost wolumenu, ale też oferowanie grupie zakupowej usług doradczych, wykonania inwestycji zmniejszających zużycie energii (np. w zakresie zarządzania mocą bierną).

Drugim krokiem może być stworzenie **grupy bilansującej**, która pozwala zaoszczędzić koszty opłat pobieranych za przesył elektryczności. Na przykład lokalne przedsiębiorstwo, które ma nadwyżki mocy w swojej siłowni, sprzedaje elektryczność odbiorcom z tej samej dzielnicy. Koordynacja podaży i popytu może być źródłem dodatkowych korzyści, np. zsynchronizowanie cykli produkcyjnych w dwóch fabrykach. Im więcej elektryczności jest bilansowane lokalnie, tym mniejsza presja na środowisko, bo zmniejszają się straty w przesyśle.

Kolejnym działaniem może być **koordynowanie rozbudowy infrastruktury oraz sposobu zaspokajania potrzeb energetycznych przez poszczególne grupy odbiorców w mieście**. Miasto może rozwijać infrastrukturę ciepłowniczą w jednych dzielnicach (np. z wysoką zabudową), a infrastrukturę gazową w innych dzielnicach (np. z zabudową jednorodziną). W Warszawie są osiedla (np. Eko-Park na Mokotowie), gdzie kuchenki są zasilane elektrycznością, a centralne ogrzewanie i woda użytkowa jest podgrzewana

cieplem z sieci. Dzięki temu nie ma potrzeby budowy sieci gazowej w tym rejonie miasta. Rozwiązanie to jest opłacalne zarówno dla dystrybutorów mediów energetycznych (łatwiej zaplanować przepustowość sieci; tam, gdzie sieć jest budowana, będzie popyt na usługi), jak i społeczeństwa (łącznie nakłady na budowę sieci oraz koszty ich eksploatacji są niższe).

Przemyślane decyzje dotyczące zarządzania energią w miastach, o ile są powiązane z planowaniem przestrzennym i współpracą między samorządem a inwestorami, mogą rozwiązać strukturalne problemy związane z zaopatrywaniem odbiorców w poszczególne nośniki energii, obniżyć zużycie energii, co przekłada się na niższe koszty usług energetycznych i mniejszą presję na środowisko. Przykładem dobrze skoordynowanej polityki miejskiej może być przekonanie deweloperów do zastosowania w systemach klimatyzacyjnych budynków **absorpcyjnych agregatów chłodniczych zasilanych z sieci ciepłowniczej lub lokalnej sieci wody lodowej wykorzystujących naturalne i absorpcyjne źródła chłodu**. Zmniejsza to presję na dystrybucję elektryczności w centrum miasta, a jednocześnie pozwala na lepsze wykorzystanie sieci ciepłowniczej, która w okresie letnim jest niedociążona<sup>4</sup>. Dodatkową zaletą takiego rozwiązania jest to, że podawanie większej ilości ciepła do sieci w okresie letnim (w celu zasilenia klimatyzacji w biurach) zwiększa produkcję elektryczności w kogeneracji (zwykle w elektrociepłowni zlokalizowanej w obrębie miasta). Dostawcy elektryczności łatwiej jest utrzymać parametry ilościowe i jakościowe, ponieważ zużycie w szczycie dobowym jest mniejsze niż w przypadku, gdy klimatyzacja jest na prąd, a podaż elektryczności w mieście jest większa dzięki większym dostawom z elektrociepłowni<sup>5</sup>.

---

<sup>4</sup> Nie jest to przedmiotem tego opracowania, ale warto podkreślić, że również ciepłownictwo będzie musiało spełnić wymagania dyrektywy IPPC i pokrewnych regulacji, co zmusi je do zamykania wielu obiektów.

<sup>5</sup> W zimie pracują elektrociepłownie, które dostarczają ciepło do systemów ciepłowniczych. Jednocześnie wzrasta moc i dostawy energii elektrycznej z elektrociepłowni. W lecie jednostki kogeneracyjne działają w ograniczonym zakresie – podają do systemu ciepłowniczego jedynie ciepło do podgrzewania wody użytkowej. Możliwość zasilania systemów klimatyzacyjnych poprzez sieci ciepłownicze pozwala na pełniejsze wy-

W dłuższej perspektywie koncepcja inteligentnych miast może objąć mieszkalnictwo. Dzięki nałożeniu na infrastrukturę energetyczną warstwy teleinformatycznej, która umożliwi dwustronną komunikację pomiędzy operatorem sieci a urządzeniami wykorzystywanymi przez odbiorcę, będzie możliwa **zmiana profilu zużycia energii w gospodarstwach domowych**. Pewne rodzaje urządzeń AGD i RTV pracują w godzinach szczytu mimo tego, że zwykle mogłyby służyć mieszkańcom, pracując poza szczytem. Prosty przykładem jest pranie czy też zmywanie – dzisiaj gospodyni domowa nastawia pralkę lub zmywarę i natychmiast ją uruchamia, chociaż nie zawsze potrzebuje mieć uprane rzeczy czy pozmywane naczynia od razu. W przyszłości, w ramach ISE, będzie możliwe wykupienie usługi, która pozwoli operatorowi sieci włączyć pewną klasę urządzeń o godzinie, kiedy popyt na elektryczność jest najniższy, kiedy elektryczność jest najtańsza. Z jednej strony gospodyni mniej zapłaci za zużyta elektryczność, z drugiej zaś system energetyczny będzie mniej obciążony w szczycie.

Chociaż dzisiaj wydaje się to rozwiązaniem futurystycznym, to w rzeczywistości nie jest to tak odległe, prawdopodobnie w ciągu 10-20 lat takie rozwiązania upowszechnią się na całym świecie. Szacuje się, że wartość tego rynku wzrośnie z obecnych 4 mld do 15 mld dol. do roku 2015. Jeszcze raz warto przypomnieć, że pod koniec lat 80. wydawało się niemożliwe, że każdy będzie miał telefon komórkowy i swobodny dostęp do internetu. Dlatego warto już dzisiaj wspierać projekty pilotażowe, żeby polska energetyka wykorzystywała szanse, jakie daje postęp technologiczny.

Inteligentne miasta mogą być odpowiedzią na narastające obciążenie ruchem samochodowym, który powoduje wzrost zanieczyszczeń (szczególnie pyłu zawieszonego 2,5 mikrona, który jest szkodliwy dla układu oddechowo-krażeniowego ludzi), hałasu, stratę czasu. **Intensywny ruch samochodowy jest obecnie najpoważniejszym wyzwaniem środowiskowym w obszarach miejskich.**

---

korzystanie mocy kogeneracyjnych. Tak więc z jednej strony spada zapotrzebowanie na elektryczność, bo klimatyzacje pobierają energię z sieci ciepłowniczych, z drugiej zaś wzrastają dostawy elektryczności z kogeneracji.



Inteligentne miasta, poprzez nietypowe rozwiązania, umożliwiają mieszkańcom zachowanie mobilności, a jednocześnie funkcjonowanie w środowisku o wyższej jakości. Zwykle jest to osiągnięte poprzez stopniowe ograniczanie ruchu w centrum, zmniejszenie liczby pojazdów, które są wpuszczane do centrum w zamian za szeroki (czasami darmowy) dostęp do komunikacji miejskiej, priorytet dla komunikacji miejskiej w poruszaniu się po ulicach, możliwość korzystania z pożyczonych rowerów i samochodów. Do tego dochodzą nowoczesne systemy monitorowania i sterowania ruchem miejskim.

Dużą nadzieję daje również **koncepcja wprowadzenia samochodów elektrycznych** jako podstawowego środka transportu indywidualnego. Samochód elektryczny oprócz swojej podstawowej funkcji może pełnić rolę magazynu energii elektrycznej pozyskiwanej z farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych i oddawanej do sieci w godzinach szczytu energetycznego. W tej dziedzinie mamy do czynienia z gwałtownym postępem technologicznym. W niedalekiej przyszłości na ulicach pojawią się seryjne samochody elektryczne. Wraz ze wzrostem udziału pojazdów elektrycznych w ogólnej liczbie samochodów zmniejszy się presja na środowisko.

Wizja naszkicowana w tym podrozdziale nie jest odległa. Zorganizowanie grupy zakupowej nie wymaga żadnej infrastruktury, tylko zaangażowania i woli współpracy. Czas na inicjowanie grup bilansujących przyjdzie wraz z rozwojem energetyki rozproszonej. Jak stworzy się możliwość lokalnego bilansowania popytu i podaży na elektryczność, to grupy bilansujące będą tworzone i – przynajmniej w niektórych przypadkach – będą obejmowały zarządzanie stroną popytową, czyli przesunięciem części zapotrzebowania szczytowego na inne pory dnia. Najbardziej odległe jest zarządzanie popytem na elektryczność w gospodarstwach domowych, zarówno ze względów technicznych (ogromne rozdrobnienie struktury odbiorców i konieczność wymiany urządzeń AGD i RTV na „inteligentne”), jak również ekonomicznych (nieduże potencjalne oszczędności z punktu widzenia odbiorcy; utrzymywanie niskich, regulowanych taryf dla gospodarstw domowych).

## 2.2. MIKROGENERACJA

Mikrogeneracja bardzo dobrze wpisuje się w nowoczesny paradygmat energetyki – małe źródła, wykorzystywane na własne potrzeby, przekazujące nadwyżkę elektryczności do sieci. Jakkolwiek pojęcie mikrogeneracji odnosi się do różnych źródeł energii, w tej sekcji będą rozważane głównie źródła odnawialne oraz kogeneracja ze względu na cele pakietu energetyczno-klimatycznego i długofalowe cele Unii Europejskiej w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych.

Dotychczasowe postępy Polski w budowie odnawialnych źródeł energii (OZE) są niewystarczające. Wiele wskazuje na to, że podstawową technologią umożliwiającą wypełnienie celów pakietu energetyczno-klimatycznego będzie współspalanie biomasy z węglem w dużych instalacjach elektrowni systemowych i elektrociepłowni. Zgodnie z literą prawa jest to dostępna i intensywnie wykorzystywana w praktyce opcja. Budzi ona jednak wiele wątpliwości zarówno wśród ekologów (spalanie dużych ilości biomasy może wywierać presję na ekosystem; transportowanie biomasy na duże odległości jest związane ze znacznymi emisjami gazów cieplarnianych ze środków transportu), jak i energetyków (obniżenie sprawności procesu spalania)<sup>6</sup>.

Rodzi się pytanie, dlaczego inne technologie OZE się nie rozwijają? Dlaczego liczne instrumenty wsparcia oferowane przez rząd (zielone certyfikaty, obowiązkowy odbiór elektryczności przez operatorów sieci, dotacje inwestycyjne) nie są wystarczające? Nie ma tu miejsca na przedstawienie pełnej diagnozy tego problemu, natomiast warto przytoczyć argument, który wynika z naszych rozważań. **OZE nie będą miały w Polsce racji bytu tak długo, jak długo będziemy próbować wpisać je w tradycyjny paradygmat energetyki.**

---

<sup>6</sup> Proces współspalania ma wiele słabości w warstwie ekonomicznej, technologicznej i ekologicznej. Drewno sprowadza się nawet z odległych miejsc (często z zagranicy) i miele na pył, aby spalać wilgotne, niskokaloryczne paliwo w kotłach pyłowych, znacznie obniżając ich sprawność. Jest to po prostu pozyskiwanie znacznych, dodatkowych przychodów z zielonych certyfikatów kosztem niższej sprawności energetycznej, podniesionego ryzyka technicznego, zwiększonej presji na środowisko. Raczej nie taka była intencja ustawodawcy.

Polskie koncerny energetyczne myślą o dostawach elektryczności przez pryzmat GW zainstalowanej mocy oraz ogromnych elektrowni i powiązanej z nimi infrastruktury, zatrudnionych w nich ludzi. W Polsce nie ma potencjału do budowy przemysłowych obiektów OZE. Najbliższe tej strukturze biznesowej są duże farmy wiatrowe, które mogą obejmować instalacje o łącznej mocy 100–200 MW. Jednak takie obiekty budzą kontrowersje społeczne, ingerują w krajobraz, zagrażają ptactwu.

Staje się coraz bardziej oczywiste, że energetyka nie będzie liderem w rozwoju OZE. Każdy koncern dba o ten obszar, ale nie traktuje go jako poważnej gałęzi swojego biznesu. Inwestycje są analizowane, przygotowywane, realizowane raczej ze względów wizerunkowych. Ciężar rozwoju OZE spada na niezależnych deweloperów, na indywidualnych inwestorów. Dodatkowo w Polsce gospodarstwa domowe w ogóle nie są zaangażowane w wytwarzanie elektryczności z OZE, co – patrząc na powszechność instalacji fotowoltaicznych w niemieckich gospodarstwach domowych – jest niewykorzystaną szansą.

Jednak niezależni deweloperzy natrafiają na liczne bariery, które uniemożliwiają im inwestycje. Można tu wymienić trudności z uzyskaniem decyzji środowiskowych, pozwoleń na budowę, z dostępem do sieci energetycznej. W przypadku biogazowni i instalacji na biomasę dochodzi jeszcze zapewnienie długofalowych dostaw substratu/paliwa o jednorodnej morfologii. Okazuje się, że inwestycje w OZE są trudne, żmudne i ryzykowne.

Ci, którzy pokonali wszystkie przeszkody, oczekują nadzwyczaj wysokiego zwrotu za zainwestowany czas i pieniądze. Liczą na wysokie dotacje inwestycyjne ze środków publicznych i dopóki nie wyczerpią wszystkich możliwości, dopóty nie domykają (z nielicznymi wyjątkami) finansowania pożyczkami lub kredytami. Paradoksalnie dotacje unijne, które miały być motorem rozwoju OZE, są dodatkowym hamulcem. Długie procedury konkursowe, liczne odwołania, wątpliwości formalnoprawne opóźniają proces inwestycyjny. Prowadzi to do sytuacji, że dotychczas niewielu inwestorów zostało uhonorowanych dotacjami unijnymi, natomiast liczni wnioskodawcy mają nadzieję na dotację, bo wciąż trwa konkurs lub ma być on ogłoszony.

Wyjściem z tego impasu jest **współpraca koncernów energetycznych z indywidualnymi odbiorcami, postawienie na mikrogenerację (instalacje od 10 do 200 kW), znalezienie technologii, które przy odpowiedniej skali programu inwestycyjnego osiągną taki koszt jednostkowy, który pozwoli na finansowanie ze źródeł komercyjnych**. Potrzebne jest nowe myślenie w koncernach energetycznych, wykorzystanie doświadczeń telekomunikacji w marketingu, w strukturyzowaniu/definiowaniu usług. Idea „prosumenta” – jednocześnie konsumenta i producenta elektryczności – powinna być podstawą nowego modelu biznesowego dla energetyki.

Przykład telekomunikacji jest bardzo pouczający. Przez dziesiątki lat usługi telefoniczne były traktowane jako klasyczny monopol naturalny. Telekomunikacja była oparta na sieci, drutach, przewodach. Nic nie wskazywało, że ten biznes może być nadwerężony przez konkurencję. Już w drugiej połowie lat 90. okazało się jednak, że telefonia komórkowa jest zagrożeniem dla klasycznych usług, że następuje erozja bazy klientów. W ostatniej dekadzie stało się jasne, że właśnie usługi mobilne zdominowały rynek, że korporacje telefoniczne oferują nie tylko darmowe aparaty telefoniczne, ale też komputery przenośne i wiele innych produktów i usług. Było to możliwe, bo operatorzy wykorzystali mechanizm agregowania popytu. Koszt jednostkowy nabycia przez nich telefonu komórkowego jest niewielką częścią ceny, jaką musiałby zapłacić indywidualny konsument, który udałby się do sklepu. Ten sam mechanizm można wykorzystać w rozwoju OZE opartych na mikrogeneracji. Koncerny energetyczne mogą instalować małe źródła u odbiorców i – podobnie jak w przypadku telefonów komórkowych – uzyskać zwrot z inwestycji w rachunku za elektryczność. Przy czym warunkiem koniecznym jest to, żeby obie strony miały z tego korzyść.

Rozwiązania technologiczne są na wyciągnięcie ręki. W miastach wybór technologii jest ograniczony, przykładem mogą być niewielkie, **poziome wiatraki<sup>7</sup>, które mogą być instalowane na dachu, jak też fotowoltaika**. Na terenach wiejskich można jeszcze rozpatrywać **mikrobiogazownie czy małe turbiny wodne**. Cały czas te

<sup>7</sup> Nawet tak niewielkie instalacje nie są wolne od negatywnych oddziaływań. Wyzwaniem dla inżynierów jest zmniejszenie poziomu hałasu.

technologie są drogie, ale z roku na rok producenci zwiększają ich sprawność i obniżają koszty jednostkowe. O ile fotowoltaika jest w dalszym ciągu zbyt kosztowna, żeby mogła domykać się komercyjnie przy obecnych cenach zielonych certyfikatów, o tyle w przypadku małych wiatraków można oczekiwać dodatniego zwrotu z inwestycji, jeżeli zostanie osiągnięta odpowiednia skala przedsięwzięcia (zamówienia liczone w dziesiątkach tysięcy instalacji). Polska nie jest daleko od takich projektów – w 2011 r. NFOŚiGW rozpatrywał wniosek jednego z operatorów na dofinansowanie inwestycji obejmujących 1000 wiatraków o małej mocy (od 7 do 10 kW).

Rozważania na temat mikrogeneracji w dużej mierze prowadzą się do dylematu, jakie OZE rząd chce wspierać i przy użyciu jakich instrumentów. **Obecny system tworzy zachęty do rozwoju niepożądanych form OZE (np. współspalanie), daje nieuzasadnione korzyści właścicielom obiektów hydrotechnicznych, które zostały wybudowane ze środków państwa, a na dodatek już dawno się zamortyzowały.** Środki, jakie są już teraz dedykowane na OZE, mogą być lepiej wykorzystane, z większym pożytkiem dla gospodarki i środowiska.

Polska nie wykorzystuje potencjału małych źródeł elektryczności. Nie jesteśmy w stanie pokonać barier administracyjnych, technicznych i finansowych. Mikrogeneracja jest szansą dla polskiej energetyki, może być ważnym uzupełnieniem systemu wytwórczego, w którym już około 2015 r. może zabraknąć parę gigawatów mocy dyspozycyjnych w szczycie dobowym w lecie.

### 2.3. EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

Kluczowym elementem inteligentnej energii jest efektywność energetyczna, która bardzo silnie przekłada się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego. **Mniejsze zużycie nośników energii w kraju uniezależnia nas od dostaw surowców energetycznych z zagranicy.** Dodatkowo zmniejsza presję na środowisko, obniża koszty funkcjonowania sektora publicznego i utrzymania mieszkań, zwiększa konkurencyjność polskich przedsiębiorstw.

Z tego powodu energooszczędność jest najmniej kontrowersyjnym, najszerzej popieranym kierunkiem polityki energetycznej.

Proste jest piękne – potoczny zwrot, w którym zawiera się bardzo ważny przekaz dla sektora publicznego (sektor komercyjny dochodzi do tej maksymy z innych pozycji, z dążenia do maksymalizacji zysku przez przedsiębiorstwa). Postulat nie jest łatwy do spełnienia przy wdrażaniu polityki na rzecz efektywności energetycznej. Przyczyna leży w złożonej materii, jaką jest energooszczędność – działania dotyczą wielu urządzeń i budynków, są rozproszone w różnych sektorach, podmiotach, technologiach. Adresaci tej polityki nie stanowią grupy jednorodnej, są wrażliwi na różne bodźce, trudno do nich dotrzeć.

Ważnym postulatem jest to, że instrumenty, które już zostały wprowadzone w życie i które się sprawdziły, warto kontynuować. Jakie są kryteria skutecznych i efektywnych instrumentów polityki gospodarczej? Czy w obrębie polityki na rzecz efektywności energetycznej Polska wypracowała takie instrumenty?

Doświadczenia NFOŚiGW mogą być ujęte w formie czterech kryteriów. Dobre instrumenty finansowe są:

- proste, przejrzyste, ogólnodostępne,
- w zgodzie z mechanizmami i zachowaniami rynkowymi,
- długofalowe, stabilne, nie rodzą po stronie inwestorów ryzyka regulacyjnego,
- zdolne do adaptowania się do zmian technologicznych, biznesowych i kulturowych.

W kolejnej sekcji zostaną przywołane te działania, które od lat są podejmowane przez różne podmioty i które warto kontynuować. Dalsza część tego podrozdziału zostanie poświęcona etykieatom, standardom, białym certyfikatom i możliwości wykorzystania kapitału prywatnego do poprawy efektywności energetycznej w sektorze publicznym.

### **2.3.1. Dopłaty, dotacje i pożyczki preferencyjne**

Polska ma bogate doświadczenia, w dużej mierze pozytywne, dotyczące oferowania inwestorom zachęt finansowych do podjęcia

działań i inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej. W pierwszym rządzie warto wymienić Fundusz Termomodernizacyjny, zarządzany przez Bank Gospodarstwa Krajowego. Następnie system funduszy ochrony środowiska i EkoFundusz. Na koniec warto przedyskutować rolę funduszy unijnych.

Fundusz Termomodernizacyjny (obecnie Fundusz Termomodernizacyjny i Remontów) został powołany w 1998 r. Jest zarządzany przez Bank Gospodarstwa Krajowego, który poprzez komercyjne banki przekazuje dopłaty do kredytów na termomodernizację. Programem są objęci właściciele budynków mieszkalnych i niektórych klas budynków użyteczności publicznej, jak również operatorzy niewielkich, lokalnych systemów ciepłowniczych.

Według aktualnych kryteriów (od 19 marca 2009 r.) premia termomodernizacyjna wynosi 20% wykorzystanego kredytu, nie więcej jednak niż 16% kosztów poniesionych na realizację przedsięwzięcia termomodernizacyjnego i dwukrotność przewidywanych rocznych oszczędności kosztów energii, ustalonych na podstawie audytu energetycznego. Z systemu korzystają właściciele budynków wielorodzinnych i samorządowych, a średnia wartość premii wynosi 12% nakładów inwestycyjnych. Jest to umiarkowany, wyważony poziom wsparcia. O tym, że jest wystarczający, dowodzi to, że wciąż popyt przekracza podaż środków.

Podstawowym warunkiem przyznania premii termomodernizacyjnej lub remontowej jest przedłożenie audytu energetycznego, który podlega weryfikacji przez niezależnego doradcę technicznego BGK. Jest to ta cecha programu, która decyduje o skuteczności i efektywności tego instrumentu. Na rynku działa liczna grupa audytorów energetycznych, którzy świadczą konkurencyjne usługi. Z kolei doradca techniczny (weryfikator) zapewnia wysoką jakość projektów, które uzyskują dofinansowanie.

Jest to dobrze rozpoznawany, zakorzeniony na rynku bankowym instrument. Osoby i instytucje, które rozważają termomodernizację, mogą oprzeć się na dobrze ukształtowanych procedurach i skorzystać z pomocy doświadczonych konsultantów. Jest to tym łatwiejsze, że wymagania są znane od lat, a modyfikacje są racjonalne, wynikają z analizy procesu.

**Rząd powinien rozwijać Fundusz Termomodernizacyjny i Remontów. Z jednej strony warto zasilać ten program środkami budżetowymi w kolejnych latach (są to z pewnością dobrze wykorzystane środki), z drugiej zaś – rozważyć wykorzystanie tej struktury (środki budżetowe przekazywane do inwestorów przez BGK za pośrednictwem banków komercyjnych). Jest to struktura umożliwiająca wsparcie energooszczędności w małych i średnich przedsiębiorstwach.**

### 2.3.2. Fundusze ekologiczne

System finansowania ochrony środowiska wyróżnia Polskę na tle innych krajów europejskich. Zarówno jego rozległość (wojewódzkie fundusze ochrony środowiska, NFOŚiGW, a do niedawna także EkoFundusz), jak i zaangażowane środki (wyплаты ze środków krajowych na poziomie paru miliardów złotych rocznie) dają ogromne możliwości wspierania inwestycji ekologicznych.

Efektywność energetyczna była w centrum zainteresowania wszystkich funduszy. W pierwszej połowie lat 90. nacisk był kładziony na lokalne źródła ciepła (likwidacja tzw. niskiej emisji), jak również na termomodernizację budynków użyteczności publicznej. EkoFundusz wspierał kompleksowe projekty, które obejmowały zarówno źródła i budynki, jak i lokalne sieci ciepłownicze (bardzo mądre podejście). W latach 90. bardzo aktywne w tym obszarze były wojewódzkie fundusze ochrony środowiska. Warto odnotować, że wsparcie ze wszystkich funduszy było udzielane w formie dotacji na poziomie 30–50%.

Obecnie najbardziej aktywnym podmiotem jest NFOŚiGW. Od stycznia 2010 r. na poprawę efektywności energetycznej mogą być przeznaczane wpływy z opłaty zastępczej uzyskiwanej przez URE od dystrybutorów elektryczności, którzy nie dopełnili obowiązku minimalnych dostaw energii elektrycznej z OZE i kogeneracji. Była to mądra decyzja obecnej koalicji rządowej, ponieważ w ramach polityki klimatycznej efektywność energetyczna ma wyższy priorytet niż rozwój OZE.



NFOŚiGW realizuje i przygotowuje wiele programów skierowanych na zarządzanie energią w budynkach użyteczności publicznej (tzn. na termomodernizację poszerzoną o oszczędzanie elektryczności). W ciągu najbliższych 3–4 lat dofinansowaniem ma być objętych ok. 2000 budynków. Państwowe jednostki budżetowe mogą ubiegać się o dofinansowanie ok. 500 budynków na poziomie 100%, pozostałe podmioty mogą się ubiegać o dotacje dla ok. 1500 budynków na poziomie 30% (uzupełniane, w razie potrzeb, preferencyjną pożyczką na pokrycie kolejnych 60% nakładów inwestycyjnych).

Trzeba zaznaczyć, że 100-procentowe pokrycie nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez państwowe jednostki budżetowe nie ma żadnego uzasadnienia, poza wybawieniem z kłopotów nadmiernie obciążonego budżetu państwa. W gruncie rzeczy jest to subsydiowanie budżetu państwa środkami NFOŚiGW. Zaangażowanie NFOŚiGW w ten proces wnosi wartość dodaną w trakcie oceny i selekcji wniosków – ze względu na ogromne zainteresowanie tym programem NFOŚiGW spodziewa się, że zostaną wyłonione inwestycje, które przyniosą duże korzyści ekologiczne.

W ostatnim czasie rozważania o intensywności dotacji zostały zaburzone propozycją Ministerstwa Finansów w sprawie ograniczenia możliwości zaciągania długu przez samorząd. Trudno się zgodzić z argumentem, że oferowanie 30% dotacji jest zachęcaniem samorządów do zadłużania się i dlatego fundusze ochrony środowiska powinny oferować 100-procentowe dotacje. Jeżeli poziom zadłużenia powinien być umiarkowany, to ważne staje się pytanie o to, jaka jest hierarchia priorytetów danego samorządu. Jeżeli uzna on, że bardziej potrzebuje drogi, a nie energooszczędnej szkoły i przedszkola, to nie będzie zwracał się o dofinansowanie do funduszy ochrony środowiska.

Struktura finansowa oferowana przez NFOŚiGW jest dopasowana do specyfiki inwestycji. Założenie jest takie, że mniejsze rachunki za energię pozwolą wygospodarować środki na spłatę długoletniej pożyczki preferencyjnej na pokrycie 60% nakładów inwestycji. Jeżeli 30-procentowa dotacja nie pozwala na spłacenie pożyczki z oszczędności, to w gruncie rzeczy sama inwestycja nie

jest nakierowana na energooszczędność tylko jest kompleksową modernizacją (być może bardzo potrzebną) budynku.

Warto też wspomnieć o programie priorytetowym NFOŚiGW skierowanym do największych przedsiębiorstw produkcyjnych i usługowych. Składa się on z dwóch części: 1) dotowanie audytów energetycznych (40 mln zł); 2) finansowanie pożyczkowe inwestycji na rzecz energooszczędności (780 mln zł). Konstrukcja tego programu przełamuje barierę w obszarze przedsiębiorstw: menedżerowie nie podejmują rentownych inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej, ponieważ nie mają wiedzy o tym, że takie projekty są na wyciągnięcie ręki.

Reasumując:

- fundusze ochrony środowiska mają ogromne doświadczenie we wspieraniu energooszczędności w sektorze publicznym i warto je wykorzystać, żeby wypełnić zobowiązania unijne,
- wyzwaniem dla funduszy jest zaoferowanie zachęt finansowych przedsiębiorstwom, szczególnie małym i średnim.

### **2.3.3. Fundusze unijne i instytucje międzynarodowe**

Zarówno w latach 90., jak i obecnie instytucje międzynarodowe są bardzo zainteresowane wsparciem energooszczędności. Trudno tutaj wymienić wszystkie inicjatywy finansowane przez Organizację Narodów Zjednoczonych (Global Environment Facility – GEF), Bank Światowy, Europejski Bank Inwestycyjny, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju i fundusze unijne. W tej sekcji zostaną omówione tylko te dwa ostatnie źródła.

W bieżącym toku EBOiR, we współpracy z trzema bankami komercyjnymi, uruchomił program Poleseff. Jest to oferta kredytowa skierowana do małych i średnich przedsiębiorstw na wykonanie inwestycji służących poprawie efektywności energetycznej i instalacji OZE. Banki oferują kredyty na określone inwestycje, które są weryfikowane przez niezależnych konsultantów. Po zakończeniu inwestycji kredytobiorca może dostać premię na pozio-

mie 10–15% kwoty kredytu. Konsultanci i premie są finansowane z dotacji Komisji Europejskiej (25 mln euro dotacji dołożone do 200 mln euro kredytów EBOiR).

Trzy cechy są godne odnotowania. Program jest bardzo podobny do struktury Funduszu Termomodernizacyjnego, co potwierdza, że program realizowany przez BGK jest zgodny z dobrymi, międzynarodowymi praktykami. Po drugie jest skierowany do małych i średnich przedsiębiorstw, które z jednej strony zasługują na szczególnie wsparcie podmiotów publicznych, z drugiej strony reprezentują potencjał redukcji zużycia energii, który jest rozproszony, trudno dostępny. Po trzecie efekt zachęty i dźwignia finansowa są w tym programie bardzo atrakcyjne – stosunkowo skromna suma środków publicznych (ok. 100 mln zł) uruchamia tysiące drobnych inwestycji o wartości 1 mld zł.

Poleseff dysponuje ograniczonymi środkami i za 2–3 lata wygaśnie. Polski rząd powinien rozważyć kontynuację tego programu – bądź poprzez zasilenie go dotacjami z innego źródła, bądź też poprzez przejęcie tego mechanizmu. Ważne jest to, żeby unikatowa wiedza i doświadczenie, które są teraz gromadzone, nie zostały roztrwonione. Doświadczenia programu Poleseff powinny też skłonić polski rząd do refleksji nad optymalnym poziomem wsparcia dla przedsiębiorstw – być może wystarczająco mniej hojne dotacje, ale za to łatwiej dostępne.

Fundusze unijne są bardzo szerokim tematem. Dotacje są oferowane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIŚ), Regionalnych Programów Operacyjnych, Mechanizmu Europejskiego Obszaru Gospodarczego, Mechanizmu Szwajcarskiego, Systemu Zielonych Inwestycji (przychody ze sprzedaży uprawnień CO<sub>2</sub> w ramach protokołu z Kioto). Nie miejsce tu na szczegółową analizę, należy jednak poddać ocenie efekty i spójność tych instrumentów.

Główne cechy, które uniemożliwiają skuteczne i gospodarne zarządzanie tymi środkami, to:

- brak jednoznacznych linii demarkacyjnych pomiędzy poszczególnymi instrumentami,
- proponowanie budżetu dotacji w oderwaniu od oceny rzeczywistych potrzeb,

- niejednolite poziomy dotacji oferowane w poszczególnych funduszach,
- zróżnicowane wymagania formalne dla tej samej kategorii projektów,
- długotrwałość procesu oceny wniosków i podpisywania umów.

Efektom jest spory chaos. Wnioskodawcy szukają najdogodniejszego finansowania, aplikują do 2–3 funduszy o dotacje. Przy czym zróżnicowane wymagania poszczególnych instytucji generują po stronie wnioskodawców dodatkową pracę. Również administracja wykonuje podwójną pracę, oceniając wnioski, które nie będą przez nią finansowane (przynajmniej co drugi). Czasami dochodzi do swoistej konkurencji pomiędzy instytucjami publicznymi o dobrze przygotowane wnioski.

Innym wątkiem jest finansowanie pojedynczych inwestycji w różnych miastach, czy też w różnych dzielnicach tego samego miasta, w oderwaniu od szerszego kontekstu, od analizy zapotrzebowania na media energetyczne na obszarze, który jest nasycony działaniami termomodernizacyjnymi. Tylko EkoFundusz finansował tę działalność inwestycyjną w sposób kompleksowy, wymagając od wnioskodawców jednoczesnej modernizacji zarówno obiektów u odbiorcy, jak i sieci przesyłowej i źródła. Wyrwykowe działanie polegające na samej termomodernizacji daje nieporównywalnie mniejszy efekt ekologiczny niż rozłożenie środków na wszystkie składowe systemy. Jeszcze bardziej kłopotliwe jest modernizowanie budynków przypadkowo rozrzuconych na mapie miasta. Wówczas sieci i źródła pozostaną przewymiarowane.

O ile podejście EkoFunduszu może być trudne do wdrożenia (EkoFundusz koncentrował się na małych, lokalnych systemach, a fundusze unijne wspierają projekty również w dużych systemach miejskich), o tyle wymuszenie bardziej kompleksowego działania po stronie wnioskodawców jest jak najbardziej możliwe do osiągnięcia. Wymogiem uzyskania dotacji z funduszy unijnych na energooszczędność powinno być przedłożenie planu zaopatrzenia gminy w energię oraz planu zagospodarowania przestrzennego. Wówczas

pozostali uczestnicy rynku będą mieli możliwość dostosowania się do zmian wywołanych termomodernizacją.

Fundusze unijne wspierają nie tylko termomodernizację budynków użyteczności publicznej. Są też środki na oszczędzanie energii w przesyłce (działanie 9.2 POiŚ) i wysokosprawną kogenerację (działanie 9.1 POiŚ). Są to priorytety prawidłowo ustrukturyzowane, które przyniosą znaczące korzyści w odniesieniu do zaangażowanych środków. Jeżeli zostaną uwolnione środki w POiŚ w ramach innych priorytetów, rząd powinien rozważyć zwiększenie budżetu priorytetu 9.1 i 9.2.

Podsumowując tę sekcję, można sformułować następujące wnioski:

- program Poleeff realizowany przez EBOiR z trzema polskimi bankami jest unikalną ofertą dla małych i średnich przedsiębiorstw – polski rząd powinien go kontynuować bądź też wzorować się na jego strukturze,
- fundusze unijne wymagają lepszej koordynacji na poziomie ogólnokrajowym,
- plan zaopatrzenia gminy w energię i plan zagospodarowania przestrzennego powinny być warunkami formalnymi uzyskania przez gminę dotacji na energooszczędność,
- warto rozważyć zasilenie priorytetu 9.1 i 9.2 POiŚ dodatkowymi środkami.

#### **2.3.4. Informacja o energochłonności produktów – etykiety**

Ważnym wątkiem rozważań o efektywności energetycznej jest znalezienie odpowiedzi na pytanie, dlaczego ludzie i przedsiębiorstwa nie robią tego, co im się opłaca. Teoria ekonomii wskazuje na niepełną informację, która uniemożliwia podejmowanie racjonalnych decyzji. Gdyby ludzie wiedzieli, jakie są korzyści i koszty związane z wybraniem bardziej lub mniej energooszczędnych urządzeń lub budynków, to postawiliby na energooszczędność. Z tego względu w prawodawstwie unijnym i krajowym zostały wprowadzone róż-

nego rodzaju etykiety i poświadczenia wskazujące na to, jakie jest rzeczywiste zużycie energii oraz jak dany produkt jest pozycjonowany względem innych produktów. Takie etykiety są dobrze widoczne w sklepach AGD, szczegółowe informacje dotyczące zużycia paliwa są umieszczane w folderach reklamowych samochodów osobowych. Innym przykładem są certyfikaty o efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, które są sprzedawane.

Doświadczenia z etykietami są zróżnicowane. Z jednej strony ułatwiają podjęcie decyzji konsumenckiej/inwestycyjnej, z drugiej zaś – przyniosły umiarkowane efekty. Szczególnie w odniesieniu do budynków mieszkalnych możemy mówić o porażce – certyfikaty są dostępne w internecie po 50 zł, uczestnicy transakcji postrzegają je jako dodatkową przeszkodę w zawarciu transakcji.

Tak więc odpowiedź na pytanie postawione na początku tej sekcji jest bardziej złożona. Konsumenci i inwestorzy biorą pod uwagę wiele cech produktu. Prawdopodobnie nie przykładają się wagi do efektywności energetycznej. Inaczej mówiąc, preferencje konsumentów decydują o tym, czy wybierać produkty energooszczędne, czy nie. Natomiast preferencje są kształtowane przez świadomość ekologiczną.

**Etykiety są skutecznym narzędziem w sytuacji, kiedy świadomość ekologiczna społeczeństwa i postawy ekologiczne przedsiębiorców są w pełni ukształtowane.** Drogą – niestety żmudną i czasochłonną – jest systematyczna edukacja ekologiczna. Do czasu, kiedy edukacja ekologiczna przyniesie oczekiwane efekty (być może w perspektywie 5, a być może 15 lat), konsumenci i inwestorzy podejmą bardzo dużo decyzji, które przełożą się na poziom zużycia energii na wiele dekad. Dlatego w Polsce powinien zostać położony nacisk na standardy energochłonności.

### 2.3.5. Standardy energochłonności

Skutecznym instrumentem, który jest niedoceniany, a który jest w zasięgu ręki, są bardziej ambitne **standardy energetyczne dla nowych urządzeń i obiektów**. Na etapie zakupu/inwestycji bardziej

energooszczędne urządzenia/obiekty są tylko nieznacznie droższe od mniej energooszczędnych, różnica w cenie zwraca się inwestorowi szybko dzięki mniejszym rachunkom za energię. Inwestorzy, szczególnie w sektorze gospodarstw domowych oraz małych i średnich przedsiębiorstwach, często kupują towar o złych parametrach energetycznych za wysoką cenę i dopiero w trakcie eksploatacji zdają sobie sprawę, jakie są rzeczywiste koszty eksploatacyjne.

Jest to szczególnie dotkliwe w mieszkalnictwie, zarówno w przypadku nabywcy gotowego lokalu, jak i inwestora budującego „metodą gospodarską”. Nabywca jest skoncentrowany na wielu rynkowych i użytkowych cechach lokalu, ale zwykle nie zwraca uwagi na energochłonność budynku. W tym względzie certyfikaty energetyczne zawiodły, a standardy energetyczne dla nowych budynków są zbyt niskie. Z kolei inwestor stosujący „metodę gospodarską” budowy domu często ma niedobór środków inwestycyjnych. Z tego względu ma silną motywację do oszczędzania na tych cechach/elementach wyposażenia budynku, które nie są niezbędne do zasiedlenia. Później okazuje się, że jest problem z utrzymaniem tak zbudowanego obiektu. A gdyby dodać parę centymetrów izolacji więcej i kupić okna trójszybowe zamiast dwuszybowych, to rachunki byłyby niższe. Nie powinniśmy się godzić na budowanie obiektów, które w krótkim czasie powinny przejść termomodernizację – jest to nieracjonalne i niegospodarne.

Bardziej ambitne standardy energochłonności zapobiegają tym sytuacjom. Mogą również chronić przed kupowaniem produktów AGD i RTV, które zużywają zbyt dużo energii. Dobrym przykładem są telewizory plazmowe, które często zużywają więcej elektryczności niż wszystkie inne urządzenia w domu razem wzięte. Jaki jest sens podejmować kosztowne dla budżetu państwa i społeczeństwa inwestycje służące energooszczędności, jeżeli każdego dnia podejmowane są decyzje inwestycyjne i konsumpcyjne przyczyniające się do niepotrzebnego wzrostu zużycia energii?

**Komisja Europejska ma tego świadomość i już wprowadza bardzo restrykcyjne standardy w dyrektywie 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, s. 13). Od 2020 r. nie**

**będzie można wznosić budynków, które nie spełniają standardów domu niskoenergetycznego (tzn. domu, który prawie wcale nie czerpie energii ze źródeł zewnętrznych). Warto rozważyć wdrożenie tej dyrektywy wcześniej.** Skoro od 2013 r. mamy finansować kolejne budowy obiektów publicznych ze środków unijnych, warto byłoby wymagać od nich spełnienia powyższej dyrektywy. Tym bardziej że dyrektywa 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (Dz. Urz. UE L 114 z 27.04.2006, s. 64) przewiduje, że sektor publiczny będzie odgrywał rolę wzorcową, kształtował praktykę w tym obszarze. W ten sposób nakłady inwestycyjne związane z osiągnięciem wyższych standardów są po części przerzucane na KE, a korzyści z niższych kosztów eksploatacji i mniejszego zużycia energii przez kilkadziesiąt lat będą przypadać (w całości) Polsce.

W Polsce obowiązują – w porównaniu z innymi krajami europejskimi – bardzo niskie wymagania w zakresie ochrony cieplnej budynków, które określa prawo budowlane. Dopuszcza ono budowę nowych budynków, w szczególności mieszkalnych, o wielokrotnie większym zapotrzebowaniu na energię do celów grzewczych niż przewidują średnie standardy krajów europejskich o podobnych warunkach klimatycznych. Stan ten wymaga bardzo szybkiej zmiany, ponieważ budowane budynki będą obciążać gospodarkę i środowisko nadmiernym zużyciem energii przez wiele dekad.

### **2.3.6. Ustawa o efektywności energetycznej, białe certyfikaty**

Ustawa o efektywności energetycznej, która została uchwalona w kwietniu br., jest kamieniem milowym polityki energetycznej państwa. W kategoriach politycznych jest to silna i jednoznaczna deklaracja. Ustawa pokazuje, że Polska przykłada dużą wagę do tego obszaru, definiuje konkretny cel (o 9% mniejsze zużycie energii finalnej w 2016 r. względem średniej z lat 2001–2005), wprowadza białe certyfikaty, które są nowoczesnym, efektywnym, choć skom-



plikowanym narzędziem. Cele dyrektywy 2006/32/WE dla Polski są dużym i nieodległym w czasie (do grudnia 2016 r.) wyzwaniem.

Rodzi się pytanie, czy sukces legislacyjny przełoży się na szybkie i znaczące oszczędności energii. Dwie cechy tej regulacji mogą w szczególności sposób zaważyć na sukcesie – złożoność białych certyfikatów oraz brak mierzalnego celu dla sektora publicznego.

**Sektor publiczny bez celu.** Jest to niezgodne z ideą głoszącą, że sektor publiczny powinien być liderem zmian, demonstrować korzyści i kształtować dobre praktyki. Wykreślenie z ustawy kwantyfikowalnego celu było motywowane problemami budżetu państwa. Jest to krótkowzroczna i nieprzemyślana postawa, która wyłączy sektor publiczny z całego procesu, która uniemożliwi długofalowe oszczędności w budżecie państwa związane z obniżeniem kosztów utrzymania budynków publicznych.

**Białe certyfikaty jako efemeryda.** Doświadczenie KAPE SA, EkoFunduszu, NFOŚiGW i EBOiR wskazuje na to, że uruchomienie nawet stosunkowo prostych instrumentów – dotacji, pożyczek preferencyjnych, dopłat do kredytów – w obszarze efektywności energetycznej jest czasochłonne. Zwykle upływa około dwóch lat od uruchomienia programu do pierwszych wypłat i około trzech lat do zakończenia pierwszych inwestycji.

Białe certyfikaty są bardziej złożone niż już istniejące certyfikaty (np. zielone certyfikaty za wytwarzanie elektryczności z OZE), jak też bardziej złożone niż tradycyjne instrumenty wsparcia. Bardzo atrakcyjną cechą – a jednocześnie ogromnym wyzwaniem, które może odsunąć w czasie uruchomienie tego instrumentu – jest ich rynkowy wymiar, który wyraża się zarówno tym, że prawa majątkowe do białych certyfikatów będą przedmiotem obrotu na giełdzie, jak i tym, że białe certyfikaty będą przyznawane w ramach aukcji organizowanych przez URE.

Aukcje mogą uczynić ten instrument – pod warunkiem że będzie wystarczająco dużo oferentów z dobrymi, efektywnymi inwestycjami – niezwykle efektywnym kosztowo z punktu widzenia budżetu państwa i odbiorców usług energetycznych. Certyfikaty będą przyznawane tym, którzy za jedną złotówkę będą oferowali największą ilość zaoszczędzonej energii. Pozwala to na bardzo efek-

tywny podział korzyści z oszczędności między przedsiębiorstwem a stroną publiczną. Te przedsiębiorstwa, które będą mogły zmniejszyć zużycie energii niskim kosztem (a tym samym – uzyskać znaczące korzyści ze zmniejszenia rachunków za energię), będą usatysfakcjonowane nawet niewielką liczbą białych certyfikatów, które dadzą im dodatkowe przychody.

Jednak w całym tym mechanizmie są poważne słabości. Pierwsza z nich to określenie zużycia bazowego energii przez przedsiębiorstwo (jak URE uniknie akceptowania zaniżonych prognoz?). Druga zaś to rozłożenie w czasie całego procesu i weryfikacja oszczędności. Przedsiębiorstwo deklaruje realizację inwestycji i podjęcie wielu działań, natomiast życie może przynieść niespodzianki, które będą musiały być w jakiś sposób wzięte pod uwagę.

Antidotum na obie powyższe słabości, w opinii ustawodawcy, są niezależni audytorzy energetyczni. Przy czym autorem prognozy będzie inny audytor niż osoba, która na koniec będzie weryfikowała efekty. Wnioskując na podstawie liczby błędów wykrywanych przez KAPE SA w audytach termomodernizacyjnych (o wiele prostszych niż audyty przemysłowe), można być pesymistą. Z dużym prawdopodobieństwem URE ugrzęźnie w procedurach związanych z weryfikacją audytów, w kontrowersjach wokół założeń do prognoz, w rozbieżnościach w metodyce szacowania zużycia energii stosowanej przez różnych audytorów czy też w odniesieniu do różnych procesów i obiektów.

Z dużym prawdopodobieństwem można również przewidywać, że system białych certyfikatów będzie funkcjonalny dopiero po 3–4 latach, czyli tuż przed końcem swego istnienia (ustawa wygasza ten instrument z końcem 2016 r.). Jest to poważna słabość – tak wyrafinowany instrument polityki gospodarczej, jakim są białe certyfikaty, powinien być programowany na dekady, a nie na lata.

### **2.3.7. ESCO – rynkowe podejście do efektywności energetycznej**

Efektywność energetyczna jest jedną z niewielu dziedzin polityki klimatycznej, która może być opłacalna w kategoriach komercyj-

nych. Rosnące ceny nośników energii z roku na rok zwiększają pulę potencjalnych inwestycji, które są rentowne. Presja na zmniejszenie zadłużenia w sektorze publicznym jest dodatkowym czynnikiem, który czyni zaangażowanie sektora prywatnego godnym rozważenia.

**ESCO (z ang. *Energy Saving Company* – przedsiębiorstwo oszczędzania energii) jest strukturą efektywną ekologicznie, technicznie i finansowo.** Firma inżynierska analizuje obiekt, prognozuje zużycie bazowe (czyli ile energii będzie zużywane bez inwestycji w efektywność energetyczną) i rekomenduje właścicielowi obiektu pakiet inwestycji i działań, które spłacają się – w zależności od wariantu – od 3 do 8 lat. Właściciel obiektu zleca weryfikację prognozy bazowej i wybiera wariant pakietu inwestycyjnego, podpisuje z ESCO kontrakt na osiągnięcie efektu energetycznego (z ang. *energy performance contract*).

Kontrakt na osiągnięcie efektu energetycznego jest esencją tego podejścia – właściciel obiektu jest przede wszystkim zainteresowany osiągnięciem oszczędności, a ESCO daje na to gwarancję (inaczej niż w przypadku klasycznej termomodernizacji – płacimy za inwestycję, a wykonawca zupełnie nie odpowiada za poziom oszczędności energetycznych faktycznie osiągniętych).

ESCO zaciąga kredyt w banku, wykonuje inwestycję i spłaca kredyt z różnicy między wysokością rachunków za energię w prognozie bazowego zużycia energii a faktycznymi opłatami za energię. Siła struktury ESCO tkwi w optymalnym rozłożeniu ryzyk. Firma bierze na siebie ryzyko techniczne (tzn. odpowiedzialność za osiągnięcie zakładanych oszczędności), natomiast bank – ryzyko finansowe. Dodatkową korzyścią jest to, że w pakiet inwestycyjny wchodzi tylko te zadania, które rzeczywiście spłacają się w horyzoncie czasowym wskazanym przez właściciela obiektu.

Doświadczenie NFOŚiGW oraz funduszy unijnych wskazuje, że termomodernizacja budynków finansowana dotacjami zwykle obejmuje bardzo szeroki zakres prac inwestycyjnych. Właściciel budynku wykorzystuje okazję do tego, żeby dokonać kompleksowej modernizacji budynku. O ile jest to uzasadnione potrzebą unowocześnienia infrastruktury społecznej w Polsce, to efektywność kosztowa w tym podejściu jest niska.

Struktura ESCO – mimo ogólnie znanych zalet i wysokiej efektywności – nie przyjęła się w Polsce. Po pierwsze od dwóch dekad jest dostępna szeroka oferta dotacji na termomodernizację budynków użyteczności publicznej. Po drugie przygotowanie kontraktu na uzyskanie efektu energetycznego wymaga ścisłej współpracy pomiędzy ESCO a właścicielem obiektu przed zawarciem kontraktu. Przepisy prawa zamówień publicznych nakładają na obie strony różne ograniczenia.

## 2.4. WNIOSKI

Instrumenty polityki gospodarczej państwa przynoszą najlepsze efekty, kiedy są:

- proste, przejrzyste, ogólnodostępne,
- w zgodzie z mechanizmami i zachowaniami rynkowymi,
- długofalowe, stabilne, nie rodzą po stronie inwestorów ryzyka regulacyjnego,
- zdolne do adaptowania się do zmian technologicznych, biznesowych i kulturowych.

Polska ma pozytywne doświadczenia w obrębie polityki promowania efektywności energetycznej. Fundusz Termomodernizacyjny, który działa nieprzerwanie od 1998 r. w oparciu o współpracę BGK z licznym gronem banków komercyjnych, jest narzędziem, które jest efektywne i skuteczne. Dlatego warto zasilać ten instrument środkami budżetowymi w kolejnych latach.

Warto też budować nowe instrumenty w oparciu o podobną strukturę, czego przykładem jest program Polseff oferowany małym i średnim przedsiębiorstwom przez EBOiR za pośrednictwem trzech polskich banków (kredyty z dopłatami na energooszczędność i OZE). Rząd powinien rozważyć kontynuowanie jego programu po roku 2014. Dzięki temu dobra praktyka i sprawdzona struktura, która została opracowana i zoperacjonalizowana przez EBOiR i polskie banki, będzie mogła dać wielokrotnie większy efekt niż jest możliwy do osiągnięcia w ramach budżetu dotacji dostępnego w obecnym programie (25 mln euro z KE).

NFOŚiGW wpisuje się w nowoczesne myślenie o rozwoju energetyki, pracuje nad wsparciem dla inteligentnych sieci energetycznych i dla energetyki rozproszonej. Jest to szansa na wykorzystanie postępu technologicznego oraz zmian w sposobie prowadzenia biznesu energetycznego do osiągnięcia korzyści dla środowiska i gospodarki. Program ten powiedzie się, jeżeli uzyska wsparcie zarówno rządu, jak i koncernów energetycznych. Właśnie tutaj jest konieczne wpisanie się w logikę rynku, wskazanie korzyści biznesowych, jakie mogą osiągnąć koncerny energetyczne.

Rząd ma też możliwość wykorzystania innych instrumentów. Szczególną uwagę powinno się zwrócić na zaostrenie standardów energochłonności dla urządzeń i budynków. Nie możemy godzić się na wprowadzanie na rynek produktów, na realizację inwestycji, które w ciągu kilku lat będą daleko poza przeciętnymi parametrami energochłonności. W tym obszarze dalekowzroczność decydentów politycznych w prosty sposób przekłada się na oszczędności i na poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

Bezpieczeństwo energetyczne warto budować od dołu, z poziomu samorządów. Istnieją instrumenty, które nie są wykorzystywane w sposób należyty, które są marginalizowane – należą do nich plany zagospodarowania przestrzennego i plany zaopatrzenia w energię. W nowej perspektywie finansowej UE (2013–2020) warunkiem formalnym uzyskania dotacji na inwestycje i działania związane z energiką i energooszczędnością powinno być posiadanie przez gminę obu tych dokumentów.

Miejskie systemy ciepłownicze mogą być wartościowym aktywem, o ile zostaną zmodernizowane i będą zasilane z przyjaznych środowisku źródeł. W ostatniej dekadzie ciepłownictwo stanowiło bufor dla wzrostu cen węglowodorów na rynkach światowych. Dzięki temu, że ciepło sieciowe jest wytwarzane w Polsce z węgla, gospodarstwa domowe zostały uchronione przed wzrostem kosztów utrzymania. Nie można dopuścić do dalszej dekapitalizacji aktywów przedsiębiorstw ciepłowniczych. Można je wykorzystać jako bazę dla rozwoju inteligentnych miast. Jest to możliwe, o ile ciepłownictwo znajdzie sposób na sprostanie restrykcyjnym standardom emisyjnym przy zachowaniu umiarkowanych cen usług.

Inteligentne miasta są nową ideą, która nadaje rynkowi energii i polityce energetycznej nowy wymiar. Wspólne zakupy energii, bilansowanie energii, koordynacja rozwoju infrastruktury mediów energetycznych, efektywne wykorzystanie źródeł rozproszonych – są to działania, których upowszechnienie w polskich miastach przyniesie korzyści zarówno na poziomie lokalnym, jak i krajowym, które dają korzyści środowisku, społeczności lokalnej, ale też poprawią bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Na koniec refleksja dotycząca reform w energetyce, reform rynku energetycznego, rozwoju OZE i inteligentnych sieci energetycznych – jak długo koncerny energetyczne nie będą przekonane, że to może być dla nich dobry biznes, tak długo nie widzę szans na sukces.

### 3. REKOMENDACJE. SZANSE I ZAGROŻENIA

Inteligentne miasta	
Działanie	Perspektywa czasowa
Nowe narzędzie – plan zaopatrzenia gminy w energię. Obecnie prawo nadaje temu dokumentowi niską rangę. Gminy przygotowują założenia do planu zaopatrzenia w energię. Jeżeli te założenia są zgodne z planami poszczególnych dystrybutorów mediów energetycznych, to praca kończy się na tym etapie. Jeżeli występują rozbieżności, to dla obszaru, w którym trzeba rozstrzygnąć sposób zaopatrzenia w energię, jest przygotowywany plan zaopatrzenia w energię. Jest on uchwalany przez radę gminy i ma status porównywalny z planem zagospodarowania przestrzennego. Samorządy powinny być zobligowane do przyjęcia planu zaopatrzenia w energię dla całej gminy w celu zapewnienia dobrej koordynacji i racjonalizacji inwestycji w infrastrukturę energetyczną.	2012–2013
Plan zaopatrzenia gminy w energię oraz plan zagospodarowania przestrzennego gminy jako konieczne warunki otrzymania dotacji związanych z energią oraz z budową obiektów użyteczności publicznej.	2014–2020
W perspektywie finansowej UE 2014–2020 przeznaczenie części funduszy unijnych na rozwój inteligentnych miast.	2012–2013

<b>Mikrogeneracja</b>	
<b>Działanie</b>	<b>Perspektywa czasowa</b>
Kompleksowa przebudowa systemu wsparcia OZE. Wykluczenie współspalania i zamortyzowanych obiektów hydrotechnicznych z systemu zielonych certyfikatów, przygotowanie wsparcia dedykowanego mikrogeneracji. Wydłużenie perspektywy funkcjonowania certyfikatów w celu zmniejszenia ryzyka regulacyjnego, jakim są obciążone inwestycje w OZE.	2012–2013
Model biznesowy oparty na mikrogeneracji. Polskie koncerny energetyczne powinny znaleźć rozwiązanie, które umożliwiłoby im realizację opłacalnych inwestycji w energetyce rozproszonej.	2012–2020

<b>Efektywność energetyczna</b>	
<b>Działanie</b>	<b>Perspektywa czasowa</b>
Zmiana prawa budowlanego – wyższe standardy zapotrzebowania budynków mieszkalnych na ciepło.	2012
Wydłużenie czasu obowiązywania białych certyfikatów do 2020 r.	2012–2013
Obiekty finansowane z funduszy unijnych w perspektywie finansowej UE 2013–2020 powinny być budowane w technologii budynku pasywnego w zgodzie z wymaganiami dyrektywy 2010/31/UE.	2013–2020
Powiązanie ESCO z dotacjami unijnymi na termomodernizację budynków użyteczności publicznej.	2014–2020
Zaostrzenie standardów energetycznych dla nowych urządzeń AGD i RTV sprzedawanych w Polsce.	2012–2013

<b>Szanse</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duży, niewykorzystany potencjał poprawy efektywności energetycznej.</li> <li>• Zaangażowanie ESCO w inwestycje w poprawę efektywności energetycznej bez zadłużania sektora publicznego.</li> <li>• Nowe usługi ciepłownictwa dla inteligentnych miast.</li> <li>• Oparcie modelu biznesowego koncernów energetycznych na modelu działania koncernów telekomunikacyjnych.</li> </ul>

## Zagrożenia

- Blokowanie przez lobby budowlane wyższych standardów zapotrzebowania budynków na ciepło.
- Niezaangażowanie się koncernów energetycznych w rozwój inteligentnych miast i mikrogeneracji.
- Niedopasowanie struktury ESCO do procedur prawa zamówień publicznych.
- Porażka białych certyfikatów ze względu na ich złożoność i zbyt krótki czas przewidziany na ich funkcjonowanie.

### **Podstawowe dokumenty wykorzystane w pracy:**

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 16.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, s. 13.
3. Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG, Dz. Urz. UE L 114 z 27.04.2006, s. 64.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 55.
5. Stanowisko Prezesa URE w sprawie niezbędnych wymagań wobec inteligentnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych, URE, Warszawa marzec 2011.
6. Program priorytetowy NFOŚiGW „Inteligentne sieci energetyczne”, Warszawa listopad 2010.





**Zdzisław Muras**

## **Bezpieczeństwo energetyczne a odnawialne źródła energii i kogeneracja**

### **1. WPROWADZENIE**

Problematyka dotycząca rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii, poprawy efektywności energetycznej i zagospodarowania posiadanego potencjału paliw pierwotnych, a właściwie w wymiarze szerszym – ochrony środowiska i poprawy bezpieczeństwa energetycznego jest przedmiotem szczególnego zainteresowania politycznego, prawnego i ekonomicznego współczesnych społeczeństw. Samo pojęcie bezpieczeństwa energetycznego w odniesieniu do rynku energii elektrycznej może być postrzegane zarówno wielopoziomowo (podmioty odpowiedzialne), jak i wieloaspektowo (rodzaje technologii, paliw itp.). Co istotne, w zależności od konsumenta tego bezpieczeństwa jest ono również niejednolicie postrzegane i oceniane. Możemy bowiem mówić o bezpieczeństwie regionalnym, krajowym, lokalnym, ale również w aspekcie bezpieczeństwa indywidualnego, czyli na poziomie pojedynczego gospodarstwa domowego. W odniesieniu do źródeł odnawialnych i kogeneracji każdy z tych poziomów ma swoje charakterystyczne uwarunkowania i odniesienia. Możemy bowiem obecnie wyróżnić

politykę bezpieczeństwa energetycznego tworzoną na poziomie Unii Europejskiej i w poszczególnych państwach członkowskich.

Nie ulega także wątpliwości, że zwiększanie potencjału wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji powinno prowadzić zarówno do rozwoju technologicznego, jak i gospodarczego w odniesieniu do gałęzi przemysłu pracujących na rzecz tego rodzaju źródeł. Tym samym powinno zostać ukierunkowane na krajową samowystarczalność technologiczno-innowacyjno-rozwojową.

**Działania zarówno państwa, samorządów, przedsiębiorców, jak i odbiorców (prosumentów) powinny zostać ukierunkowane na wykorzystanie najbardziej efektywnych (technologicznie i ekonomicznie) i innowacyjnych źródeł gwarantujących pełen zakres wykorzystania potencjału krajowego paliw pierwotnych, przy jednoczesnym gwarantowaniu zrównoważonego rozwoju społeczno-gospodarczego, rozumianego w omawianym aspekcie jako ochrona i zarządzanie zasobami naturalnymi w celu zapewnienia trwałego i racjonalnego ich wykorzystania.**

W dalszej części opracowania przedstawione zostaną najważniejsze kierunki przewartościowania polityki rozwoju źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, które powinny złożyć się na poprawę konkurencyjności polskiej gospodarki, a tym samym – na zwiększenie bezpieczeństwa klimatycznego i energetycznego kraju.

## 2. STAN OBECNY, PROGNOZA I WNIOSKI

### 2.1. EUROPEJSKIE I KRAJOWE PRIORYTETY ROZWOJU ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH I KOGENERACJI

Na poziom zwiększania bezpieczeństwa energetycznego należy obecnie spojrzeć także przez pryzmat konieczności sprostania wymaganiom polityki klimatycznej, a tym samym znacznej redukcji wpływu energetyki na środowisko. Problematyka dążenia do zróżnicowanej i efektywnej struktury pozyskiwania energii oraz zintegrowanego podejścia do zmian klimatycznych stanowi bowiem jeden z podstawowych kierunków zainteresowań Unii Europejskiej.

Określając podstawowe kierunki rozwoju generacji opartej na wykorzystaniu źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, Unia podporządkowała te kwestie realizacji pakietu klimatycznego w jego różnorodności (tzw. pakiet 3 × 20). Strategia ta, stanowiąca podstawę europejskiej polityki energetycznej do 2020 r., zakłada: 20-procentową redukcję emisji gazów cieplarnianych w stosunku do poziomu z 1990 r., 20-procentowe zmniejszenie zużycia energii (rozumiane jako poprawa efektywności energetycznej) oraz 20-procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w strukturze wytwarzania. Jednocześnie, co istotne, obecnie stawiane w tym zakresie cele są ujmowane szeroko, stanowią przejaw dążenia do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii, wspierania rozwoju technologicznego i innowacji, oszczędności w energii pierwotnej rynku wewnętrznego (zwłaszcza przez stworzenie ram dla wspierania i rozwoju kogeneracji o wysokiej wydajności), a także tworzenia możliwości zatrudnienia i rozwoju regionalnego, zwłaszcza na obszarach wiejskich i odizolowanych. Unia Europejska przyjęła zatem pewne priorytety mające na celu poprawę wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych oraz sprawności przemiany energii pierwotnej w energię elektryczną (ale także ciepło i chłód).

Odzwierciedlenie tak określonych celów europejskich na poziomie krajowym znajdujemy w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” (podstawowymi kierunkami tej polityki są: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii, ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko), w „Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) oraz w „Krajowym planie działań dotyczącym efektywności energetycznej”. Zgodnie z przyjętymi w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” rozwiązaniami konieczny jest m.in. dalszy wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii, aż do osiągnięcia **co najmniej 15-procentowego** udziału tej energii w bilansie energetycznym kraju do 2020 r. Ponadto zakłada się stały i systematyczny wzrost do roku

2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji (**podwojenie produkcji energii elektrycznej**). Nie ulega bowiem wątpliwości, że rozwój tego rodzaju źródeł niesie ze sobą większy stopień uniezależnienia od dostaw paliw i energii z importu, poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zmniejszenie strat przesyłowych, a także pozwala na aktywizację regionów kraju słabiej rozwiniętych, ale zasobnych w „paliwa odnawialne”. Dalsza konkretyzacja zobowiązań krajowych została zawarta w KPD. W dokumencie tym zawarto prognozy osiągnięcia w 2020 r. **15,5%** udziału OZE w zużyciu energii końcowej brutto w sposób zrównoważony, z uwzględnieniem wielu czynników, takich jak: zasoby odnawialnych źródeł energii i surowców do wytwarzania paliw oraz stan systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie założono, że filarami zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych będzie większe wykorzystanie **biomasy** oraz energii elektrycznej z **wiatru**.

**Na poziomie krajowym możemy zatem wyróżnić trzy podstawowe aspekty bezpieczeństwa energetycznego opartego na wykorzystaniu źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych, tj.:**

- 1) bezpieczeństwo funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, którego ważny składnik już obecnie stanowią źródła kogeneracyjne, a w coraz większym stopniu również źródła odnawialne;**
- 2) bezpieczeństwo zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej;**
- 3) bezpieczeństwo oceniane przez pryzmat dywersyfikacji wykorzystania źródeł wytwarzania i ograniczenia dynamiki uzależnienia od pozyskania paliw i energii z importu (głównie kopalnych, ale także rozszczepialnych).**

Osiągnięcie zakładanych celów do 2020 r. nie będzie możliwe bez rozwiązań inwestycyjnych, nakierowanych na rozwój zarówno samych źródeł, jak i niezbędnej infrastruktury sieciowej poszerzającej zdolności absorpcyjne generacji rozproszonej, w tym wiążącej system elektroenergetyczny z nowoczesnymi technologiami informatycznymi i komunikacyjnymi. Kluczem do sprawnego rozwoju generacji odnawialnej i kogeneracyjnej wielkoskalowej oraz rozproszonej jest bowiem, oprócz stabilności i pewności finansowania oraz redukcji barier administracyjno-prawnych, także skuteczny

rozwój infrastruktury sieciowej gwarantującej odbiór mocy z tych źródeł. **Przyjmowane obecnie rozwiązania prawne powinny zatem zmierzać do pełniejszego wypracowania metod łatwego i szybkiego uzyskiwania pozwoleń na budowę oraz stworzenia stabilnych podstaw finansowania nakierowanych na wsparcie nowoczesnych technologii.**

## 2.2. DYWERSYFIKACJA I ROZPROSZENIE ŹRÓDEŁ POZYSKANIA ENERGII SZANSĄ NA ZWIĘKSZENIE BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ORAZ INNOWACYJNY ROZWÓJ GOSPODARCZY

Realizacja zakreślonych w przyjętych programach celów oznacza konieczność zwiększenia dynamiki rozwoju zarówno samych źródeł, infrastruktury sieciowej (w tym połączeń transgranicznych oraz sieci przesyłowych morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku, ale też na Morzu Północnym), jak i gwarantujących bezpieczeństwo dostaw źródeł rezerwowych lub magazynów energii (zwłaszcza w odniesieniu do generacji o niestabilnej charakterystyce wytwarzania) oraz likwidacji wewnętrznych ograniczeń krajowych systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Wymaga także zapewnienia odpowiedniego, ale przede wszystkim stabilnego (z określonym ustawowo horyzontem czasowym) sposobu finansowania tych inwestycji. I to zarówno w systemie wsparcia bezpośredniego, podatkowego, jak i skutecznego oraz sprawnego wykorzystywania funduszy pomocowych i dotacyjnych.

Odpowiedzialne podejście do realizacji założonych celów w odniesieniu do energetyki odnawialnej i kogeneracji wymaga **przewartościowania sposobu ich realizacji** i ukształtowania dwóch kumulujących się w zakresie realizacji celu krajowego, ale różnych w warstwie wykonawczej, sposobów wspierania tego typu źródeł. Konieczne jest tu bowiem wprowadzenie mechanizmów pozwalających na zrównoważony rozwój wielu technologii w ramach podmiotów nastawianych na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie energetyki odnawialnej i kogeneracyjnej (wielkoskalowej i rozproszonej) oraz stworzenie warunków do rozwoju generacji

rozproszonej (w tym mikrogeneracji), pozwalającej na aktywizację wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o tego rodzaju źródła, nawet na poziomie gospodarstwa domowego. Należy jednak podkreślić, że obecnie prawodawstwo krajowe jest nieprzystosowane do umożliwienia realizacji tego rodzaju inicjatyw. Wymaga to bezwzględnie zmiany.

Zwiększenie dywersyfikacji generacji odnawialnej wielkoskalowej (w tym np. duże farmy morskie, charakteryzujące się znacznie większą stabilnością wytwarzania niż farmy na lądzie, duże źródła wykorzystujące biomasę pozyskiwaną lokalnie) oraz kogeneracji gwarantuje realizację podstawowych założeń polityki klimatycznej w zakresie znaczącej redukcji emisji CO<sub>2</sub>, ale także powinno gwarantować odpowiedni poziom bezpieczeństwa energetycznego w skali kraju. Jednocześnie zwiększenie zakresu wykorzystania tego rodzaju źródeł – małych i mikro – gwarantuje większą mobilność ich powstawania oraz wyzwala lokalną przedsiębiorczość, dając przy swej masie znaczący efekt w bilansie energetycznym. Rozwój źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych powinien być postrzegany nie tylko przez pryzmat rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, ale również jako działalność uboczna przy wykonywaniu innego rodzaju działalności gospodarczej czy wręcz zaspakajanie własnych potrzeb energetycznych przez pojedyncze gospodarstwa domowe z tzw. bilansem dodatnim, tj. pozwalającym na odprowadzanie nadwyżek do sieci. Przyjęcie takiego postrzegania rozwoju źródeł powoduje potrzebę redefiniowania pojęcia bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w wymiarze lokalnym, ale z przełożeniem na zakres funkcjonowania całego krajowego systemu elektroenergetycznego. Realizację tych celów będzie bowiem gwarantować m.in. zwiększenie wykorzystania potencjału krajowego tkwiącego w paliwach odnawialnych i zwiększenie efektywności ich wykorzystania. Niewątpliwą zaletą realizacji takiego podejścia będzie także zwiększenie rodzajów źródeł pozyskania energii, zmniejszenie wydatków energetycznych na transport paliw oraz zmniejszenie obciążenia sieci, ze względu na zwiększenie wytwarzania o charakterze lokalnym. W tym kontekście można odpowiedzialnie postawić tezę, że trwale bezpieczeństwo energetyczne w wymiarze

regionalnym (UE) i krajowym może zapewnić budowa własnych źródeł wytwórczych i skuteczne (wysokosprawne) wykorzystanie posiadanych paliw pierwotnych przy minimalizacji (co najmniej niezwiększaniu pomimo rozwoju gospodarczego) uzależnienia od zewnętrznych paliw kopalnych.

Podczas realizacji działań zmierzających do zwiększonego wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych konieczne jest także prowadzenie prac badawczych nad rozwojem możliwości **akumulacji** tej energii, umożliwiającej jej wykorzystanie z opóźnieniem czasowym. Powinien to być istotny cel badawczo-rozwojowy realizowany zarówno przez pałcówki naukowo-badawcze, energetykę, jak i przemysł, który może dzięki temu pozyskać nowe rynki zbytu.

Prognozy rozwoju źródeł odnawialnych i kogeneracji przyjęte w KPD zakładają wzrost mocy źródeł wiatrowych do ok. 6100 MW w 2020 r. i ok. 8000 MW w 2030 r. oraz źródeł czystobiomasy (w tym biogazowych) do ok. 1400 MW w 2020 r. i ok. 2600 MW w 2030 r., a także do 9000 MW i 10 000 MW w źródłach kogeneracyjnych (odpowiednio w 2020 i 2030 r.), co wymaga znacznych nakładów, i to nie tylko na źródła, ale również na niezbędną infrastrukturę przesyłowo-dystrybucyjną. Uwzględniając te kwestie, należy podkreślić, że inwestycje w takim wymiarze nie mogą wygenerować obciążeń niemożliwych do poniesienia przez obywateli i przedsiębiorców, w tym w szczególności nieakceptowanej społecznie nierównomierności obciążenia kosztami funkcjonowania takich źródeł. **Konieczne jest zatem wypracowanie zasad eksterioryzacji kosztów funkcjonowania źródeł odnawialnych i kogeneracji.**

Obecnie istnieje zatem pilna konieczność aktywnej realizacji tak zakreślonych celów, w tym także poprzez włączenie się właściwych organów ustawodawczych i administracji w przygotowanie właściwych rozwiązań legislacyjnych, w tym zapewnienie skutecznej implementacji prawodawstwa europejskiego.

### 2.3. „ENERGETYKA PROSUMENCKA” JAKO DODATKOWY FILAR WYTWARZANIA GWARANTUJĄCY WZROST BEZPIECZEŃSTWA, WYZWOLENIE INICJATYWY I INNOWACYJNOŚCI W GOSPODARCE

Obserwowany w USA i w Europie wzrost zainteresowania instrumentami zarządzania popytem oraz wykorzystaniem generacji rozproszonej oznacza **zmianę w postrzeganiu pojęcia generacji, zastrzeżonego dotychczas zasadniczo dla energetyki zawodowej** (niezależnie od tego, czy mamy na myśli energetykę wielkoskalową scentralizowaną, czy rozproszoną). Konieczna jest tu zatem zmiana podejścia zarówno do kwestii rozumienia pojęcia źródła energii, jak i do wykorzystania sieci, w tym w szczególności niskich napięć, co powinno pozwolić nie tylko na pobór, ale również na wprowadzenie do niej mocy. **Konieczne jest bowiem umożliwienie funkcjonowania w sieci niewielkich źródeł** nastawionych co do zasady na zaspakajanie własnych potrzeb energetycznych (energia elektryczna i/lub ciepło/chłód). Zasadne wydaje się wprowadzenie regulacji pozwalających na komercyjne funkcjonowanie źródeł odnawialnych i kogeneracyjnych na poziomie indywidualnego odbiorcy (prosumenta). Należy zatem zlikwidować bariery ograniczające, a w zasadzie eliminujące możliwość zarabiania przez małych wytwórców i mikrowytwórców dostarczających energię do sieci po zaspokojeniu swoich potrzeb energetycznych. Nie ulega bowiem wątpliwości, że obecnie taką podstawową barierę stanowi konieczność zarejestrowania działalności gospodarczej i uzyskania koncesji, a następnie – w trybach administracyjnych – świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu lub świadectw pochodzenia kogeneracji, w sytuacji gdy chce się skorzystać z systemu wsparcia. Obecnie funkcjonujący system wsparcia źródeł odnawialnych i kogeneracji dedykowany jest zasadniczo do energetyki zawodowej, zatem wymaga przewartościowania i przejścia również w stronę wsparcia finansowego dla małych źródeł i mikroźródeł generacji rozproszonej, które powinny być osiągalne cenowo dla każdego gospodarstwa domowego. Większy udział w produkcji energii ze źródeł małej generacji i mikrogeneracji oraz lepsze wykorzystanie



instrumentów stymulowania efektywności energetycznej powinny oznaczać włączenie jak najszerszych grup społecznych w realizację tego rodzaju działalności. Jednocześnie powoduje to także zwiększenie zapotrzebowania na nowoczesne technologie, w tym także sieciowe, co powinno stymulować aktywność polskiej nauki i przemysłu, a dodatkowo pozwala to na aktywizację nowych gałęzi przemysłu, a zatem na rozwój gospodarczy.

## 2.4. WNIOSKI

Proponowane kierunki wykorzystania generacji źródeł odnawialnych i kogeneracji zostały oparte na prognozach zapotrzebowania na energię w kraju i regionie oraz konieczności ograniczenia wpływu energetyki (generacji) na środowisko naturalne. Zwiększenie wykorzystania źródeł odnawialnych jest koniecznością, i to nie tylko w kontekście zwiększenia bezpieczeństwa ekologicznego, ale również racjonalizacji wykorzystania paliw kopalnych. Racjonalne i efektywne wykorzystanie wszelkich paliw pierwotnych jest koniecznością mającą decydujący wpływ na bezpieczeństwo w wymiarze lokalnym i regionalnym. Europa jest importerm energii netto, zatem zwiększenie efektywnego wykorzystania posiadanych zasobów energetycznych stanowi wyzwanie zarówno w zakresie postawionych ambitnych celów ekologicznych, jak i celów gospodarczych. Podejmowanie kolejnych kroków nakierowanych na stworzenie bardziej zrównoważonej, bezpiecznej i bazującej na większym stopniu wykorzystania nowych technologii polityki energetycznej jest faktem. Konieczna jest tu bowiem realizacja wszystkich celów leżących u podstaw nowej polityki energetycznej, tj. zrównoważonego wytwarzania energii, konkurencyjności oraz bezpieczeństwa dostaw. Realizacja tych celów wymaga jednak dodatkowych wysiłków i powinna uwzględniać specyfikę i możliwości poszczególnych państw członkowskich, aby przechodzenie do gospodarki niskowęglowej nie tworzyło enklaw zapóźnienia i ubóstwa w poszczególnych państwach poprzez niekontrolowany upadek lub migrację przemysłu „węglowego”.

### 3. SZANSE I ZAGROŻENIA

#### Szanse

- Inwestycje w nowoczesne źródła odnawialne i kogeneracyjne powinny stanowić odpowiedź na prognozowany deficyt mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.
- Rozwój energetyki odnawialnej i wysokosprawnej kogeneracji gwarantuje zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub>, a tym samym zmniejsza oddziaływanie energetyki na środowisko, powoduje także zmniejszenie obciążeń związanych z handlem uprawnieniami do emisji i tym samym zwiększa bezpieczeństwo energetyczne.
- Inwestowanie w innowacje, nowe technologie gwarantuje wzrost gospodarczy, i to nie tylko (nawet nie głównie) w odniesieniu do samej energetyki, ale gwarantuje również rozwój powiązanych z nią gałęzi przemysłu.
- Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii i zapewnienie ciągłości jej dostaw.
- Zapewnienie lepszego wykorzystania sieci i zmniejszenie strat przesyłowych.
- Znaczny wzrost efektywności wykorzystania paliw pierwotnych, zarówno odnawialnych, jak i nieodnawialnych, oraz odpadów.
- Rozwój sektora innowacyjnego polskiej gospodarki oraz sektora produkującego urządzenia małej generacji.
- Zapewnienie rozwoju obszarów wiejskich i odizolowanych m.in. poprzez zapewnienie możliwości produkcji paliw odnawialnych i rozwój przemysłu.
- Sprostanie wymogom unijnego „pakietu 3 × 20” przy ograniczeniu negatywnego wpływu na polską gospodarkę, w tym w szczególności redukcji emisji CO<sub>2</sub>.
- Racjonalizacja rozmieszczenia generacji na terenie kraju.

#### Zagrożenia

- Brak spójnej polityki i regulacji prawnych nakierowanych na zrównoważony rozwój różnych technologii wytwarzania.
- Negatywne nastawienie do energetyki rozproszonej (w tym mikrogeneracji) decydentów i energetyki wielkoskalowej.
- Zachowawcze podejście sektora do wykorzystania nowych technologii.
- Uwypuklanie jedynie trudności związanych z funkcjonowaniem energetyki odnawialnej, np. poprzez podkreślanie jej kosztotwórczego dla gospodarstw domowych i przemysłu oddziaływania, a tym samym brak akceptacji społecznej i politycznej dla tego rodzaju źródeł.
- Brak regulacji prawnych pozwalających na rozwój małej generacji i mikrogeneracji rozproszonej.
- Działania grup interesu niezainteresowanych zmianami w obecnym, korzystnym dla nich systemie wsparcia.

- Nieuzasadnione ekonomicznie ukierunkowanie funkcjonujących systemów wsparcia (współspalanie w wyeksploatowanych i o niskiej sprawności źródłach, duże elektrownie wodne, brak korelacji między systemem wsparcia, cenami energii a kosztami inwestycyjnymi źródła).
- Negatywne nastawienie do niektórych rodzajów technologii pozyskania energii ze źródeł odnawialnych (np. fotowoltaika, pompy ciepła).

#### 4. OPRACOWANIE NOWEGO MODELU WSPARCIA ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH I KOGENERACJI

Działanie	Perspektywa czasowa
Implementacja dyrektywy 2009/28/WE, pozwalająca na kompleksowe uregulowanie kwestii systemów wsparcia dla źródeł odnawialnych i biopaliw, z uwzględnieniem kryteriów zrównoważonego rozwoju.	Termin implementacji minął 5 grudnia 2010 r. – potrzeba podjęcia pilnych działań.
Przeprowadzenie weryfikacji systemu wsparcia kogeneracji oraz podjęcie decyzji co do konieczności dalszego funkcjonowania systemu wsparcia dla kogeneracji małej do 1 MW (rekomendowane przyjęcie tego rodzaju wsparcia na kolejny okres, ze względu na stymulację rozwoju generacji rozproszonej) oraz dla źródeł gazowych i źródeł opalanych paliwami innymi niż gaz, szczególnie w kontekście konieczności redukcji CO <sub>2</sub> .	Zgodnie z postanowieniami polityki energetycznej powinno to nastąpić w 2011 r.
Wprowadzenie zmian w prawie mających na celu uproszczenie procedury realizacji inwestycji w źródła odnawialne i kogeneracyjne, w tym w szczególności przepisów związanych z lokalizacją inwestycji i uzyskiwaniem pozwoleń budowlanych, wodnoprawnych, przyłączenia do sieci itp. Wprowadzenie ułatwień (zwolnień) dla małej generacji i mikrogeneracji.	2011–2012

Opracowanie nowego modelu wsparcia dla działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji, w tym wprowadzenie zróżnicowania wsparcia ze względu na rodzaj technologii wytwarzania (np. wprowadzenie systemu wsparcia inwestycyjnego w miejsce eksploatacyjnego), wprowadzenie dodatkowych kryteriów parametryzacji jednostek, np. przy niektórych jednostkach kryterium mocy (źródła wodne) lub kryterium sprawności (źródła ciepłne – współpalające, hybrydowe i biomasowe), wprowadzenie rozwiązań pozwalających na powiązanie poziomu wsparcia z cenami energii elektrycznej w celu racjonalizacji poziomu samego wsparcia i obciążenia dla odbiorców końcowych. Konieczne jest także opracowanie modelu pozwalającego na obciążanie źródeł odnawialnych kosztami koniecznej generacji rezerwowej lub akumulacji energii i eksterioryzacji kosztów przyłączenia.	2011–2012
Opracowanie modelu systemu wsparcia dla generacji rozproszonej (w tym mikrogeneracji), uwzględniającego pozycję prosumenta.	2011–2012
Maksymalizacja wykorzystania funduszy europejskich i gromadzonych w NFOŚiGW, w tym przygotowanie programów priorytetowych skierowanych do małej generacji i mikrogeneracji. Poważnym mankamentem obecnie funkcjonujących rozwiązań jest brak regulacji pozwalających na wsparcie małych inicjatyw – konieczne jest przygotowanie zmiany regulacji prawnych.	2011 oraz działanie ciągłe

#### **Podstawowe dokumenty wykorzystane w pracy:**

1. Polityka energetyczna Polski do 2030 r.; obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r., M.P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11.
2. Traktat Karty Energetycznej sporządzony w Lizbonie dnia 17 grudnia 1994 r., Dz. U. z 2003 r. Nr 105, poz. 985.
3. Zielona Księga „Europejska strategia na rzecz zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii” z dnia 8 marca 2006 r.
4. Informacja Rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki, grudzień 2010 r.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, Dz. Urz. UE L 52 z 21.02.2004, s. 50.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 16.

7. Obwieszczenie Ministra Gospodarki z dnia 16 grudnia 2009 r. w sprawie raportu zawierającego analizę realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, M.P. z 2010 r. Nr 7, poz. 64.
8. Statut Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA), Dz. U. z 2010 r. Nr 203, poz. 1345.
9. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 20 października 2009 r. w sprawie rodzajów programów i projektów przeznaczonych do realizacji w ramach Krajowego systemu zielonych inwestycji, Dz. U. Nr 187, poz. 1445.
10. Opracowanie wstępnej koncepcji zarządzania generacją rozproszoną w KSE w warunkach rynku inteligentnego opomiarowania, Konstancin–Jeziorna 2011, [www.piiio.pl](http://www.piiio.pl).
11. Krajowy plan działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, Warszawa grudzień 2010 r.
12. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Priorytety w odniesieniu do infrastruktury energetycznej na 2020 r. i w dalszej perspektywie – plan działania na rzecz zintegrowanej europejskiej sieci energetycznej, Bruksela 17 listopada 2010 r., KOM(2010)677 (wersja ostateczna).
13. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego oraz Komitetu Regionów – Drugi strategiczny przegląd sytuacji energetycznej, plan działania dotyczący bezpieczeństwa energetycznego i solidarności energetycznej UE, Bruksela 13 listopada 2008 r., KOM(2008)781 (wersja ostateczna).
14. Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, Dz. U. Nr 94, poz. 551.
15. Krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej, Warszawa czerwiec 2007.



**Mariusz Swora**

## **Bezpieczeństwo energetyczne – sieci elektroenergetyczne<sup>1</sup>**

### **1. WPROWADZENIE**

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej kojarzone jest współcześnie nie tylko z kwestiami techniczno-ekonomicznymi, ale także z koniecznością realizacji zasady zrównoważonego rozwoju (z całą jej niedookreślonością), zapewnieniem konkurencji, efektywnością energetyczną. Budowa nowych odcinków sieci, modernizacja już istniejących (będąca często realną alternatywą dla budowy tych nowych), których stan nie zapewnia możliwości dostarczania właściwej jakości usług energetycznych, musi iść w parze z ambitnymi programami spod znaku inteligentnych sieci i efektywności energetycznej. Konsekwencje takiego stanu są znaczące dla odbiorców końcowych, przedsiębiorstw energetycznych, regulatora i gospodarki jako całości. Budowa sieci XXI wieku jest koniecznością, ale jest też szansą dla polskiej gospodarki i odbiorców energii elektrycznej.

Inteligentny, zrównoważony, inkluzywny wzrost, który jest lejtmotywem niniejszego raportu, trzeba w sektorach sieciowych tłumaczyć jako taki stan, w którym **działanie przedsiębiorstw sieciowych jest skierowane na: 1) innowacyjność, 2) tworzenie**

---

<sup>1</sup> Autor pragnie podziękować za ważne uwagi do tekstu prof. dr. hab. Andrzejowi Wiszniewskiemu.

**warunków dla wykorzystania potencjału jak największej liczby odbiorców końcowych i przedsiębiorców w zakresie świadczenia usług energetycznych, 3) dostarczanie wysokiej jakości usług energetycznych, osiągalnych cenowo dla odbiorców końcowych, 4) przy poszanowaniu wymogów związanych z efektywnością energetyczną i zrównoważonym rozwojem.**

Dla polskiej energetyki najbliższe lata będą wyznaczone poprzez konieczność zaistnienia w warunkach regionalnych rynków energii, a potem jednolitego rynku energii w Unii Europejskiej. W części „sieciorowej” niniejszego raportu przedstawione zostaną trzy najważniejsze determinanty rozwoju infrastruktury sieciowej, które siłą rzeczy muszą ze sobą współistnieć, wyznaczając kierunek rozwoju polityki energetycznej i konkretne działania państwa i sektora elektroenergetycznego.

## **2. ANALIZA STANU OBECNEGO, PROGNOZA I WNIOSKI**

### **2.1. EUROPEJSKIE PRIORYTETY ROZWOJU INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ**

Definiując podstawowe problemy dotyczące europejskiej infrastruktury sieciowej, Komisja Europejska podkreśla w szczególności konieczność jej dostosowania z punktu widzenia rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz prognoz wzrostu popytu w perspektywie następnych 20 lat (3,362 TWh w 2007 r. do 4,073 TWh w 2030 r.). Ograniczenie kosztów nowych inwestycji sieciowych jest związane z powstaniem dobrze połączonego, inteligentnego systemu wraz z urządzeniami do magazynowania energii. Osiągnięcie celów zakładanych przez UE do 2020 r. nie będzie możliwe bez rozwiązań inwestycyjnych, wiążących system elektroenergetyczny z nowoczesnymi technologiami informatycznymi i komunikacyjnymi. **Inteligentne sieci są więc kluczem do osiągnięcia celów UE w perspektywie 2020 r.**

W kontekście paneuropejskim Komisja mówi o przyszłych europejskich „autostradach energetycznych”, które mają być podstawą do budowania jednolitego rynku energii. Ich budowa wymaga wypracowania metod łatwego i szybkiego uzyskiwania pozwoleń,

usprawnienia procesu informacyjnego, stworzenia stabilnych podstaw finansowania oraz podstaw do absorpcji nowoczesnych technologii. Realizacja ambitnych planów inwestycyjnych UE w zakresie rozbudowy sieci napotka z pewnością wiele barier, choćby tych, które istnieją w fazie preinwestycyjnej i związane są z uzyskaniem odpowiednich pozwoleń, a same inwestycje czynią relatywnie trudnymi, choćby poprzez konieczność zapewnienia partycypacji społecznej i uwzględnienia wymogów środowiskowych. Nie do końca też można podzielić wiarę KE w nowoczesne instrumenty finansowe, które miałyby zapełnić założoną lukę finansową w zakresie finansowania sieci transeuropejskich<sup>2</sup>. Korzystna z punktu widzenia projektu byłaby rewizja niektórych jego części – tych, których racjonalność ekonomiczna i technologiczna jest – łagodnie rzecz ujmując – wątpliwa, np. rurociągi przesyłowe do transportu CO<sub>2</sub>.

Polska administracja, aby skutecznie zadbać o interesy państwa, będzie więc musiała aktywnie uczestniczyć w przygotowaniu 10-letnich programów inwestycyjnych i kodeksów sieciowych (ENTSO-E, ACER), Inicjatywach Regionalnych oraz innych mechanizmach, takich jak Plan działań związanych z połączeniami międzysystemowymi na rynku energii państw bałtyckich (BEMIP), w procesach związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Grupy Wyszehradzkiej. Polska może i powinna odgrywać ważną rolę w integrowaniu wysiłków na rzecz wzmacniania bezpieczeństwa energetycznego państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz włączania w europejski wspólny rynek energii państw tzw. Wspólnoty Energetycznej (w tym Ukrainy). Bardzo istotnym elementem powinien być również rozwój wspólnych projektów (np. technicznych i regulacyjnych) w ramach Partnerstwa Wschodniego. W zakresie nowoczesnych technologii sieciowych konieczny jest szeroki udział polskiej nauki i przemysłu w europejskich projektach badawczych oraz demonstracyjnych. Należy wyrazić nadzieję, że wyzwania dotyczące rozwoju infrastruktury zostaną właściwie podjęte w ramach polskiej prezydencji w UE, z poszanowaniem zasad subsydiarności i solidarności, przywołanych we wstępie raportu.

---

<sup>2</sup> Energy Infrastructure. Priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network, European Commission, 2011.



## 2.2. MODERNIZACJA SIECI I BUDOWA NOWYCH ODCINKÓW – BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW I SZANSA DLA GOSPODARKI

Priorytety w zakresie rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej oznaczają konieczność rozwoju połączeń transgranicznych oraz likwidacji wewnętrznych ograniczeń krajowych systemów przesyłowych. W tym kontekście polskie sieci energetyczne wymagają inwestycji na skalę dotąd nienotowaną w historii polskiej energetyki. Postępująca dekapitalizacja majątku sieciowego wskutek zastoju procesu inwestycyjnego, który to proces nabral jednak tempa w ciągu ostatnich trzech lat (od 4065 mln zł w 2008 r. do 4384 mln zł w 2010 r.), skutkująca obniżeniem jakości dostaw energii elektrycznej, dotknęła zarówno sieci dystrybucyjne, jak też przesyłowe. Modernizacji sieci dystrybucyjnej i przesyłowej towarzyszą nowe wyzwania związane z deficytem mocy, koniecznością budowy nowych bloków energetycznych, co wymaga rozbudowy linii wysokich i najwyższych napięć (110 kV, 220 kV, 400 kV). Czynnikiem pobudzającym inwestycje sieciowe jest „pakiet 3 × 20” i związany z nim rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE), jak również konieczność dostosowania sieci do zwiększającej się liczby mieszkańców dużych aglomeracji miejskich i zmiany ich profilu zużycia (np. odnotowywany od kilku lat wzrost liczby urządzeń klimatyzacyjnych, większe nasycenie AGD). Palącym problemem jest stan wiejskiej infrastruktury elektroenergetycznej, zwłaszcza we wschodniej Polsce.

Budowa jednolitego rynku energii elektrycznej w UE poprzedzona wprowadzeniem rynków regionalnych oznacza **konieczność budowy linii transgranicznych**, jak również bliskiej współpracy operatora systemu przesyłowego z innymi instytucjami rynku (w tym z giełdami) w ramach mechanizmu *market coupling*. Tego typu mechanizm został wprowadzony w ubiegłym roku w ramach wymiany energii na tzw. kablu szwedzkim. W chwili obecnej możliwości importowe energii elektrycznej są oceniane na ok. 820 MW, a eksportowe na maksimum 1100 MW. Zgodnie z planami Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA pierwsze z nich mają się podwoić do 2015 r., drugie potroić. Transgraniczna wymiana energii elektrycznej winna zostać uznana za ważny element bezpieczeństwa

energetycznego, stąd też konieczność **budowy nowych połączeń** (Niemcy, Litwa) oraz **odbudowy lub modernizacji** istniejących (z Ukrainą i Słowacją) nie może budzić wątpliwości, a organy administracji publicznej, w ramach dostępnych im instrumentów kreowania polityki wewnętrznej i mechanizmów współpracy międzynarodowej (rynków regionalne, organizacje regionalne), powinny stwarzać **korzystne warunki do prowadzenia inwestycji sieciowych**. W ramach budowy rynków regionalnych należy również podjąć kroki zmierzające do wdrożenia *market coupling* z Czechami. W kontekście połączeń transgranicznych, uwzględniając aspekt europejski, uznać jednak trzeba, że wymiany transgranicznej nie można absolutyzować – **trwale bezpieczeństwo może zapewnić w pierwszym rzędzie budowa własnych źródeł wytwórczych**.

Prognozy polskiego operatora systemu przesyłowego mówią o konieczności budowy w perspektywie 2015 r. 2200 km nowych linii 400 kV oraz modernizacji ok. 1500 wyeksploatowanych linii przesyłowych. W celu wyprowadzenia prognozowanej mocy z farm wiatrowych należy wybudować około 660 km linii 400 kV do 2015 r. Zgodnie z tymi prognozami (zakładając nawet ich przeszacowanie) do 2020 r. w zakresie sieci przesyłowych potrzeby rozbudowy i przebudowy wynoszą 5,6 tys. km, a w przypadku sieci dystrybucyjnych potrzeby modernizacji wynoszą 255 tys. km. Jeśli wziąć pod uwagę inwestycje operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego, to plany inwestycyjne zakładają istotny wzrost – od 5,6 mld zł w 2012 r., przez prawie 7,5 mld zł w 2012 r., do prawie 8,5 mld zł w roku 2013. Inwestycje w takim wymiarze nie mogą wygenerować obciążeń niemożliwych do poniesienia przez obywateli i przedsiębiorców. Stąd też konieczne jest dążenie w ramach nadzoru właścicielskiego do wymuszenia **jak najwyższej efektywności kosztowej funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych oraz maksymalnego wykorzystania funduszy europejskich**.

Modernizacja sieci musi być skierowana na **poprawę ich efektywności energetycznej**, co w sporej części zależy od zmniejszenia strat związanych z przesyłem i rozdziałem energii, jak też zmniejszenia zużycia na potrzeby własne elektrowni i stacji. W tym kontekście konieczne jest wprowadzenie modelu regulacji, w któ-

rym **wynagradzana będzie jakość dostaw energii**, a kluczowe dla efektywności będzie również przeprowadzenie projektów inteligentnych sieci (o czym w kolejnym punkcie).

Trudno natomiast podzielić pogląd o zasadności wprowadzenia tzw. taryf węzłowych jako czynnika proinwestycyjnego w zakresie lokalizacji źródeł wytwarzania, usług systemowych i sieciowych. Istniejący model „miedzianej płyty” nie jest z pewnością stanem idealnym, ale wprowadzenie nowego modelu rynku rodzi istotne wątpliwości z punktu widzenia transparentności ustalenia cen, nie wspominając o podwyższeniu cen dla regionów położonych w znacznej odległości od źródeł wytwórczych (np. w przeważającej części Polska północna).

Podstawowymi barierami dla inwestycji sieciowych są w chwili obecnej kwestie prawne związane z nabywaniem prawa drogi, a podstawowym zagrożeniem jest skala roszczeń odszkodowawczych wynikających z nieuregulowanego od początku transformacji ustrojowej stanu prawnego w zakresie posiadania urządzeń przesyłowych. Z pozytywnych aspektów, które można było odnotować w ostatnich latach, wymienić należy **nowe podejście regulatora do wyceny aktywów OSD** (zasada pełnego wynagrodzenia) oraz **planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych**<sup>3</sup>.

### 2.3. W STRONĘ ENERGETYKI OBYWATELSKIEJ – INTELIGENTNE SIECI JAKO SZANSA NA WZROST BEZPIECZEŃSTWA, WYZWOLENIE INICJATYWY I INNOWACYJNOŚCI W GOSPODARCE

Jednym ze sposobów ograniczenia groźby deficytu mocy w polskim systemie elektroenergetycznym jest **wprowadzenie systemu inteligentnych sieci wraz z dynamicznym zarządzaniem energią oraz generacją rozproszoną** (małe źródła wiatrowe, fotowoltaika, pompy ciepła, urządzenia magazynujące energię, w tym samochody

---

<sup>3</sup> W tym ostatnim aspekcie konieczne jednak wydają się dalsze prace nad doskonaleniem metody uzgadniania planów i nad taryfami wieloletnimi.

elektryczne etc.). W warstwie definicyjnej inteligentnych sieci nie można ujmować w kategoriach określonej technologii. Istniejące definicje łączą elementy technologiczne (komunikacja połączona z zaawansowanymi systemami pomiarowymi) z celowościowymi (zrównoważony rozwój, zwiększenie bezpieczeństwa pracy sieci etc.). Inteligentne sieci to jednocześnie system skierowany na odbiorcę, wymagający zmiany w podejściu do planowania sieci, która do tej pory była budowana w oparciu o założenie współpracy jedynie z dużymi jednostkami wytwórczymi. Koncepcja inteligentnych sieci przynosi zupełnie nowe możliwości radzenia sobie z awariami sieciowymi, z którymi coraz częściej mamy do czynienia w trudnych warunkach atmosferycznych. Obserwowany w USA i w Europie wzrost zainteresowania instrumentami zarządzania popytem oraz wykorzystaniem generacji rozproszonej musi oznaczać przede wszystkim **zmianę w podejściu do planowania sieci** (zwłaszcza dystrybucyjnej), **wypracowanie nowego modelu biznesowego przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz nowego modelu regulacji**.

Obecnie funkcjonujący system wsparcia OZE jest dedykowany dla dużych źródeł i wymaga radykalnego przewartościowania i przejścia do wsparcia finansowego dla źródeł generacji rozproszonej, które powinny być osiągalne cenowo dla jak najszerszej grupy gospodarstw domowych. Większy udział w produkcji energii ze źródeł rozproszonych i instrumentów generowania efektywności energetycznej pociągnie za sobą włączenie szerokiego kręgu odbiorców końcowych, również poprzez dostępność możliwości wspólnego inwestowania w małe źródła i otwarte programy energetyki obywatelskiej, zwłaszcza w wymiarze gminnym i sąsiedzkim (energetyczne wspólnoty sąsiedzkie). W tym kontekście konieczne jest również otwarcie systemu na możliwość oddawania nadwyżki energii do sieci (pomiar netto – ang. *net metering*).

Inteligentne sieci niosą jednak ze sobą określone zagrożenia z punktu widzenia prywatności odbiorców końcowych i bezpieczeństwa cybernetycznego. Mając świadomość ich występowania, można im przeciwdziałać poprzez prawne środki ochrony danych osobowych jednostki oraz zapewnienie systemom informatycznym wysokiego poziomu ochrony przed cyberatakami.

Inteligentne sieci dają szansę na wejście na rynek energetyczny nowych graczy, na skonsumowanie korzyści płynących z innowacyjnych połączeń sektora elektroenergetycznego z sektorem nowoczesnych technologii informatycznych i komunikacyjnych. Będą miały również podstawowe znaczenie dla rozwoju rynku samochodów elektrycznych oraz związanych z ich rozwojem nowych możliwości w zakresie magazynowania energii.

Dla odbiorców końcowych projekt rozwoju inteligentnych sieci powinien oznaczać przede wszystkim otwarcie możliwości kreowania przedsiębiorczości, realizację wizji wspólnoty, w której **obywatele budują swój dobrobyt, opierając się w pierwszym rzędzie na własnej inicjatywie**. Prawo i polityka energetyczna nie mogą im tego zabraniać, tak więc bariery, które stoją przed rozwojem „małej” energetyki, należy zlikwidować.

Kierunek rozwoju sieci zaprezentowany w tej części opracowania zmieni model funkcjonowania nie tylko przedsiębiorstw sieciowych, ale również sprzedawców energii, jej wytwórców, przy uwzględnieniu pojawienia się nowych graczy na rynku, takich jak agregatorzy (popytu i podaży), przedsiębiorstwa typu ESCO (z ang. *Energy Savings Company*)<sup>4</sup>. Powodzenie jego realizacji będzie zależało od właściwego podejścia do kosztów i korzyści przypisanych poszczególnym podmiotom, składających się na „łańcuch wartości” w energetyce, ale podstawowym czynnikiem jego powodzenia będzie satysfakcja i dobrobyt odbiorców końcowych energii elektrycznej.

## 2.4. WNIOSKI

Zaprezentowane kierunki rozwoju sieci elektroenergetycznych są wypadkową wewnętrznych (perspektywa wzrostu popytu, zmiana sposobu korzystania z energii, dekapitalizacja majątku sieciowego) i zewnętrznych (budowanie jednolitego rynku energii w UE, efektywność energetyczna, inteligentne sieci, „pakiet 3 × 20”, nowe modele biznesowe przedsiębiorstw energetycznych na świe-

---

<sup>4</sup> Zob. również na ten temat tekst J. Rączki w nin. opracowaniu.

cie etc.) czynników, które muszą pociągnąć za sobą liczne zmiany w polityce energetycznej, regulacyjnej, w prawie i modelu biznesowym przedsiębiorstw energetycznych. Skala inwestycji w odbudowę i rozbudowę sieci oraz rozmiar problemu dotyczącego regulacji stosunków własnościowych, jeżeli chodzi o urządzenia przesyłowe, jest konsekwencją wielu lat zaniechań, których kumulacja stwarza niebezpieczeństwa przerwania ciągłości i dalszego pogorszenia jakości dostaw. Inwestycji w sieci nie można traktować wyłącznie jako obciążenia, ale raczej jako szansę dla całej gospodarki. Wielkość zadań inwestycyjnych powinna skłaniać jednocześnie do podejmowania wszelkich możliwych kroków celem zapewnienia finansowania inwestycji w sieci ze środków zewnętrznych, przy dążeniu do ograniczenia kosztów przedsiębiorstw dystrybucyjnych i nacisku na rozwój prokonkurencyjnej oraz proinnowacyjnej polityki administracji publicznej. Jedno jest pewne – obserwacja trendów w światowej, nie tylko europejskiej, energetyce wskazuje, że najgorsza jest bierność w obliczu zmieniającego się sektora elektroenergetycznego. Taka postawa powoduje, że przedsiębiorstwa energetyczne mogą przegrać swoje szanse na rynku, a gospodarka Polski może przestać być konkurencyjna.

### 3. REKOMENDACJE. SZANSE I ZAGROŻENIA

Przedstawione rekomendacje oznaczają przede wszystkim konieczność zmiany podstawowych dokumentów z zakresu polityki energetycznej, które nie uwzględniają wizji nowoczesnych sieci (w tym nacisku na generację rozproszoną, inteligentne sieci, zarządzanie popytem i innowacyjność), aktów prawnych; postulują również zmiany możliwe do osiągnięcia przez nadzór właścicielski oraz odpowiednią politykę regulacyjną. Propozycje dotyczące *net meteringu* i otwarcia rynku odpowiedzi popytu powinny znaleźć swój wyraz również w przepisach dyrektyw, ze względu na ich znaczenie dla tworzenia konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i efektywności energetycznej. Oprócz postulowanych działań została określona również ich perspektywa czasowa.

<b>Modernizacja sieci i budowa nowych odcinków</b>	
<b>Działanie</b>	<b>Perspektywa czasowa</b>
Wprowadzenie zmian w prawie upraszczających procedury realizacji inwestycji liniowych w energetyce oraz umożliwiających uregulowanie stanu prawnego i eksploatację istniejącego majątku sieciowego.	Wdrożenie tych przepisów w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” przewidziane było na 2011 r. (w momencie przygotowywania raportu – sprawa nierozstrzygnięta).
Jednolite uregulowanie odpowiedzialności przedsiębiorstw energetycznych z tytułu przerw w dostawach.	2011–2012
Wprowadzenie modelu regulacyjnego opartego na ocenie jakości dostarczanej energii oraz premiującego innowacje (model JIB: Jakość – Innowacyjność – Bodźce) w miejsce modelu opartego wyłącznie na kosztach. W tych ramach regulator powinien również mieć możliwość (zarówno prawną, jak też finansową) prowadzenia cyklicznych badań benchmarkingowych nad jakością dostarczanej energii.	2011–2012 (nowe przepisy), 2015 (pełne wdrożenie)
Jeżeli nie jest możliwe wydzielenie właścicielskie operatorów systemów dystrybucyjnych – wprowadzenie innych środków pozwalających na skuteczne egzekwowanie zobowiązań inwestycyjnych.	2011–2012
Intensyfikacja prac w zakresie budowy i odbudowy połączeń transgranicznych i lepszego wykorzystania istniejących (z Litwą, Niemcami, Ukrainą, Słowacją i Czechami).	działanie ciągle
Rewizja roli planowania energetycznego w samorządzie terytorialnym.	2012
Wydłużenie okresu obowiązywania taryf przesyłowych i dystrybucyjnych do pięciu i więcej lat.	2012
Maksymalne i efektywne wykorzystanie funduszy europejskich.	działanie ciągle
Wzrost efektywności ekonomicznej (kosztowej) działania przedsiębiorstw sieciowych.	działanie ciągle

Inteligentne sieci i zarządzanie popytem (optymalizacja działania sieci)	
Działanie	Perspektywa czasowa
Wprowadzenie regulacji dających podstawy wdrożenia systemu inteligentnych sieci, obejmujących m.in. kwestie bezpieczeństwa i kontroli procesu wdrażania z punktu widzenia korzyści konsumenta, konkurencji i efektywności energetycznej.	2011 – II poł. 2012
Wprowadzenie przepisów pozwalających na rozwój generacji rozproszonej (wynagrodzenie za energię oddawaną do sieci – <i>net metering</i> ), w tym likwidacja istniejących barier dla drobnych wytwórców energii (wyłączenie odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych wytwarzających energię spod rygorów prowadzenia działalności gospodarczej), przy czym w ramach takiego systemu należy wziąć również pod uwagę możliwość jak najszerszego udziału odbiorców końcowych.	2011 – I poł. 2012
Wprowadzenie rozwiązań pozwalających na generowanie oszczędności przez odbiorców końcowych poprzez tzw. dynamiczne zarządzanie energią (np. taryfy oparte na rzeczywistym zużyciu, agregatorzy popytu).	2011 – I poł. 2012 i dalej
Priorytet strategiczny dla działalności w zakresie badań i rozwoju, w tym poprzez tworzenie rozwiązań łączących naukę i przemysł: inteligentne sieci, generacja rozproszona, magazynowanie energii.	2011 i dalej
Maksymalne wykorzystanie funduszy europejskich, aktywny udział w programach demonstracyjnych i badawczo-rozwojowych na poziomie UE, udział w europejskich programach demonstracyjnych zapowiadanych przez Komisję Europejską.	2011 i dalej
Włączenie inteligentnych sieci i efektywności energetycznej w koncepcję planowania energetycznego w gminach ( <i>smart cities, smart communities</i> ). Udział w projektach europejskich z tego zakresu.	2011 i dalej
Szersze wykorzystanie możliwości współpracy oraz promocji polskiego przemysłu nastawionego na innowacyjne technologie sieciowe i generację rozproszoną (np. GreenEvo) w ramach organizacji i programów międzynarodowych, przy uczestnictwie przedstawicieli nauki, przedsiębiorstw i administracji publicznej (Partnerstwo Wschodnie, Grupa Wyszehradzka, BEMIP, Inicjatywy Regionalne, ACER, ENTSO-E, itd.).	2011 i dalej



## Szanse

- Inwestycje sieciowe są jednym z czynników zapewniających wzrost gospodarczy (rozwój powiązanych gałęzi przemysłu, możliwość przyłączania nowych odbiorców, stabilność dostaw, nowe rynki etc.).
- Zapewnienie ciągłości i jakości dostaw energii elektrycznej.
- Wzmocnienie konkurencji poprzez likwidację barier wejścia dla nowych graczy (ESCO, odbiorcy – producenci) i ułatwienia w zakresie zmiany sprzedawcy (inteligentne systemy pomiarowe).
- Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (rozwój infrastruktury przesyłowej; większa „obserwowalność” i możliwości „samonaprawcze” sieci).
- Rozwój sektora innowacyjnego, w tym sektora ICT, sektora produkującego urządzenia małej generacji.
- Wzrost efektywności energetycznej.
- Racjonalizacja cen energii elektrycznej (inteligentne sieci zapewniają możliwość generowania oszczędności, dynamicznego wykorzystania własnych źródeł).
- Ograniczenie negatywnego wpływu „pakietu 3 × 20” na polską gospodarkę.
- Powstanie nowych miejsc pracy, rozwój gospodarczy.

## Zagrożenia

- Polityka grup energetycznych ograniczająca możliwości inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych.
- Nieprzemyślane i nieskoordynowane decyzje w zakresie inwestycji w inteligentne sieci, podważające zaufanie konsumentów do tej koncepcji (w szczególności nieuwzględniające korzyści różnych uczestników rynku).
- Nieuregulowane kwestie własnościowe urządzeń przesyłowych i skala roszczeń odszkodowawczych.
- Zachowawcze podejście sektora do wykorzystania nowych technologii.
- Niepewność dotycząca polityki państwa w zakresie prywatyzacji oraz niestabilna polityka właścicielska przekładająca się na nieefektywność procesu decyzyjnego w spółkach dystrybucyjnych.
- Brak akceptacji społecznej i politycznej dla podwyższania stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych.
- Niedostosowanie planowania i zagospodarowania przestrzennego do potrzeb rozwoju infrastruktury sieciowej.
- Działania grup interesu niezainteresowanych zmianami w obecnym, korzystnym dla nich systemie wsparcia.

### **Podstawowe dokumenty wykorzystane w pracy:**

1. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
2. Strategia „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko”, Minister Gospodarki i Minister Środowiska, [www.mg.gov.pl](http://www.mg.gov.pl).
3. I Krajowy raport benchmarkingowy na temat jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, URE, Warszawa 2010, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).
4. Raport krajowy Prezesa URE – 2010, Warszawa lipiec 2010, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl).
5. Raport Prezesa URE. Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, Biuletyn URE nr 1/2011.
6. Plan rozwoju PSE Operator SA w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010–2025, Konstancin–Jeziorna 2010, skrót dostępny na: [www.pse-operator.pl](http://www.pse-operator.pl).
7. Opracowanie wstępnej koncepcji zarządzania generacją rozproszoną w KSE w warunkach rynku inteligentnego opomiarowania, Konstancin–Jeziorna 2011, [www.pioo.pl](http://www.pioo.pl).
8. Energy 2020, A strategy for competitive, sustainable and secure energy, COM(2010)639 final of 10 November 2010.
9. A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050, COM(2011)112/4 – provisional text.
10. Energy Efficiency Plan 2011, Brussels, 08.03.2011, COM(2011)109 final.
11. Energy Infrastructure. Priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network, European Commission, 2011.
12. Smart Grids: from innovation to deployment, Brussels, 12.04.2011, COM(2011)202 final.
13. Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages, International Energy Agency, 2008.



**Henryk Kaliś**

## **Bezpieczeństwo energetyczne: perspektywa dużych odbiorców energii elektrycznej**

### **1. WPROWADZENIE**

Jeśli zdefiniować bezpieczeństwo energetyczne jako ciągłość dostaw energii elektrycznej o określonej jakości i akceptowalnych cenach, to rozwinięcia wymagają co najmniej dwa fundamentalne aspekty tego pojęcia:

- a) fizyczny – związany ze stanem sektora wytwarzania, infrastruktury sieciowej KS i połączeń transgranicznych oraz realnymi przepływami warunkującymi nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych;
- b) ekonomiczny – warunkujący zdolność krajowych producentów do skutecznego konkutowania na rynkach światowych i wewnętrznym rynku UE, a w konsekwencji do płacenia coraz wyższych rachunków za energię elektryczną, obciążaną przez politykę fiskalną i energetyczną ciągle nowymi składnikami kosztowymi.

Tak rozumiany wymiar bezpieczeństwa jest gwarancją rozwoju gospodarczego. Z punktu widzenia odpowiedzialnych za ten wzrost, a co za tym idzie za miejsca pracy przedsiębiorców w chwii-

li obecnej istnieją poważne zagrożenia, które wymagają przyjęcia określonych rozwiązań w polityce gospodarczej kraju. Zagrożenia te związane są z konsekwencjami polityki klimatycznej UE, która już powoduje zjawisko migracji przemysłu poza terytorium Unii. Polska i państwa Europy Środkowej i Wschodniej są szczególnie narażone na to ryzyko. Zagrożenia mają też swój wymiar wewnętrzny – związany m.in. z niedostatkiem konkurencji na polskim rynku, paraliżem procesu inwestycyjnego w zakresie budowy nowych mocy, niską jakością dostaw energii elektrycznej.

Koncepcja inteligentnego, zrównoważonego i inkluzywnego wzrostu przywołanego we wstępie opracowania powinna być rozumiana jako pewien stan harmonii pomiędzy interesem przemysłu, energetyki, przy szczególnym nacisku na innowacyjność. Bezpieczeństwo energetyczne dużych odbiorców powinno być priorytetem gospodarczym. Przyszłość gospodarcza UE musi stwarzać stan równowagi pomiędzy bezpieczeństwem energetycznym a surowcowym. Naruszenie bezpieczeństwa surowcowego i preferowanie usług kosztem produkcji może przynieść Unii niezamierzony efekt w postaci uzależnienia od innych systemów gospodarczych (w szczególności państw azjatyckich). Pamiętać też należy, że duzi odbiorcy energii elektrycznej dają setki tysięcy miejsc pracy, a obniżanie ich konkurencyjności prowadzi do utraty tych miejsc pracy, co jest krokiem do poszerzania się wykluczenia społecznego.

Zaprezentowany w dalszej części opracowania punkt widzenia jest przede wszystkim punktem widzenia dużych odbiorców, choć wnioski mają charakter szerszy – są próbą konstruktywnego podejścia do budowy bezpieczeństwa energetycznego w podstawowych, przedstawionych powyżej aspektach.

## 2. STAN OBECNY, PROGNOZA I WNIOSKI

### 2.1. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE ROZUMIANE JAKO ZAPEWNIENIE CIĄGŁOŚCI FIZYCZNYCH DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ODBIORCÓW PRZEMYSŁOWYCH I STABILNOŚĆ PARAMETRÓW PRACY KSE

#### 2.1.1. Bezpieczeństwo fizycznych dostaw energii – podstawowe elementy

Bezpośredni obszar bezpieczeństwa fizycznych dostaw energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych wyznaczają:

- stan infrastruktury technicznej odbiorcy (konfiguracja przyłączy);
- stan sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której jest on przyłączony;
- zapisy umów dystrybucyjnych/przesyłowych;
- regulacja w zakresie zasad współpracy operatorów systemów z odbiorcami;
- stabilność parametrów pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Natomiast na stabilność pracy KSE składają się:

- struktura i stan krajowych źródeł wytwórczych;
- stan połączeń transgranicznych;
- stan infrastruktury sieciowej w KSE;
- regulacja w zakresie zasad funkcjonowania operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnych oraz zarządzania zasobami KSE.

Stabilność pracy KSE w przedstawionych wyżej wymiarach jest warunkiem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych.

### 2.1.2. Ciągłość zasilania – warunek konieczny zapewnienia bezpieczeństwa zakładów produkcyjnych i ich załóg

Od ciągłości i pewności dostaw nośników energii zależy bezpieczeństwo technologiczne polskich zakładów przemysłowych oraz ciągłość produkcji, a więc również bezpieczeństwo realizacji zawartych kontraktów, a także bezpieczeństwo maszyn i urządzeń oraz życie i zdrowie pracujących w zakładach przemysłowych ludzi.

Niestety w ostatnich latach obserwujemy **systematyczny spadek pewności zasilania w energię elektryczną oferowaną przez energetykę systemową** spowodowany nie tylko pogarszaniem się stanu sieci i urządzeń elektroenergetycznych, ale przede wszystkim niewystarczającym w stosunku do występujących zagrożeń zabezpieczeniem linii napowietrznych (rosnące zbyt blisko wysokie drzewa, kradzieże elementów konstrukcyjnych).

**Tabela 1.** Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych miesiącach 2010 roku (MWh)

Ograniczenia dostaw en. el.	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Brak mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Awarie systemowe i sieciowe	14 103	192	592	421	3144	2081	722	2860	131	189	160	1757

Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator SA.

Odbiorców przemysłowych bezpośrednio dotyczą głównie awarie sieci dystrybucyjnych (linii 110 kV), których prezentowana powyżej tabela nie obejmuje. Chodzi o awarie w okresie od listopada 2009 r., z niewielkimi przerwami, do wiosny 2010 r. Ich przyczyna to specyficzne warunki atmosferyczne powodujące osadzanie się na drzewach rosnących w pobliżu linii elektroenergetycznych oraz na przewodach linii napowietrznych szadzi. Obciążone nią drzewa zrywały linki linii napowietrznych, a obrastająca linki szadź

powodowała uszkodzenia linii i słupów energetycznych. Opisana wyżej sytuacja:

- skłoniła Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) do zatwierdzenia korzystniejszych dla przedsiębiorstw sieciowych stawek w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych na 2010 r. (między innymi w ramach zwrotu z wartości regulacyjnej aktywów), co przyczyniło się do wyraźnej poprawy ich wyników finansowych za 2010 r.;
- obudziła świadomość tego, że bez względu na ilość otrzymywanych środków finansowych energetyka systemowa nie jest w stanie zagwarantować odbiorcom końcowym ciągłości dostaw energii elektrycznej w każdych warunkach;
- w grupie przemysłowych odbiorców energii elektrycznej uruchomiła procesy inwestycyjne mające na celu rozbudowę wewnątrzzakładowych linii elektroenergetycznych rezerwujących zasilania z różnych kierunków oraz tworzące alternatywę dla energii elektrycznej pobieranej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w postaci własnych źródeł energii lub zabudowy agregatów prądotwórczych rezerwujących zasilanie najważniejszych obiektów i urzędzeń.

Sytuacja ta pokazała jednak przede wszystkim niezmiennie uprzywilejowaną pozycję przedsiębiorstw energetycznych, które bez żadnych konsekwencji nie realizują zobowiązań podejmowanych w umowach przesyłowych i dystrybucyjnych.

Wskazane okoliczności obnażyły również akceptowany przez polski system sporządzania taryf sposób określania poziomu mocy umownych, który zmusza przemysłowych odbiorców energii elektrycznej o rozbudowanych układach zasilania do ponoszenia zwiększonych kosztów uzyskania wymaganego poziomu pewności zasilania w zamian za iluzję bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto często te rozbudowane układy zasilania odbiorców przemysłowych w praktyce służą operatorom do realizowania przepływów energii dla ich potrzeb.

Znamienny jest przy tym fakt, że **inwestujące z konieczności we własne bezpieczeństwo energetyczne zakłady przemysłowe poprawiają przez to bezpieczeństwo funkcjonowania KSE, nie**

**uzyskując z tego tytułu żadnego wsparcia**, przeciwnie, ponoszą zwiększone koszty wynikające z rosnących stawek opłat w taryfach przedsiębiorstw sieciowych. Sytuację tę mogłaby zmienić możliwość zawierania tzw. porozumień regulacyjnych jako nowego instrumentu prawnego wsparcia inwestycji w polskiej energetyce, również przemysłowej. Może to znaleźć zastosowanie w finansowaniu inwestycji zarówno w sieci energetyczne, jak i w nowe moce wytwórcze, zapewniając przy tym większą skuteczność i efektywność wykorzystania środków niż dotychczas stosowane rozwiązania. **Porozumienie regulacyjne** to forma umowy administracyjnoprawnej zawieranej pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym (np. wytwórcą energii, operatorem sieci) a organem regulacyjnym. Takie porozumienie określałoby wzajemne zobowiązania stron, np. operator sieci zobowiązałby się do określonej inwestycji w modernizację sieci, a organ regulacyjny w zamian zapewniłby mu zatwierdzenie taryfy na określonym poziomie. Podobne rozwiązanie mogłoby zostać zastosowane także w polityce stosowania kar – za czyn mniejszej wagi można by zawiesić wykonanie kary pieniężnej, zobowiązując jednocześnie ukarane przedsiębiorstwo do określonego działania, np. dokonania określonej inwestycji. Jest to innowacyjne rozwiązanie, które może być bardzo skuteczne i przynieść wiele korzyści stronom porozumienia.

### **2.1.3. Stabilność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego a zagrożenia generowane przez energetykę wiatrową i technologię CCS**

Ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych wymaga stabilnych warunków pracy całego KSE. Szczególne wyzwania w tym zakresie niesie bezwarunkowy rozwój energetyki wiatrowej. W aspekcie technicznym powoduje on trudności z kontrolowaniem przepływów w sieci przesyłowej i sieciach dystrybucyjnych, wynikające z nieprzewidywalności tej formy generacji, oraz konieczność utrzymywania znacznych rezerw mocy w źródłach konwencjonalnych. Nadmierne preferencje dla źródeł wiatrowych



w przyłączaniu do sieci i zasadach bilansowania stwarzają obecnie możliwość realizacji tych projektów bez gwarancji pokrycia kosztów, które generują, w oderwaniu od zasad ekonomii, w oparciu o które funkcjonują zakłady przemysłowe. Specyfiką polskiej struktury wytwarzania energii elektrycznej jest dominacja źródeł ciepłych opartych na paliwach stałych, których czas uruchomienia wynosi kilka godzin. W takich warunkach **nieplanowany rozwój energetyki wiatrowej prowadzi do destabilizacji krajowego systemu elektroenergetycznego lub istotnego zwiększenia kosztów jego funkcjonowania** (konieczność utrzymywania kosztownej rezerwy wirującej).

Kolejnym czynnikiem osłabiającym stabilność funkcjonowania KSE jest forsowana przez Komisję Europejską technologia CCS, oznaczająca konieczność wyposażania źródeł wytwórczych emitujących CO<sub>2</sub> w instalację do jego wychwytywania i składowania. **Technologia CCS obniża sprawność bloków energetycznych, powodując przez to wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej**, zwiększone zużycie paliwa, konieczność sprężania i transportu CO<sub>2</sub> na znaczne odległości i wreszcie konieczność składowania tego gazu w górotworze, co nie tylko wymaga zużywania energii elektrycznej, ale stwarza określone zagrożenia. Przy tym technologia ta znajduje się w fazie laboratoryjnej i nie są znane jej zastosowania na skalę wymaganą potrzebami generacji systemowej. Stosowanie tej technologii oznacza wzrost kosztów produkcji i zmniejszanie sprawności krajowej generacji w sytuacji grożącego Polsce niedoboru energii elektrycznej i utraty konkurencyjności polskiego przemysłu z powodu jej rosnących kosztów.

#### **2.1.4. Wykorzystanie możliwości przemysłowych odbiorców energii elektrycznej dla obrony stabilności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego**

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej dysponują niezależnymi atutami możliwymi do wykorzystania w celu sterowania obciążeniem w KSE i ratowania jego stabilności w sytuacjach

zagrożenia. Charakteryzują się zwykle znaczącym zapotrzebowaniem mocy, są wyposażeni w infrastrukturę pomiarową, sieciową i informatyczną pozwalającą kontrolować bieżące parametry poboru oraz posiadają wykwalifikowane służby techniczne zdolne do planowanego sterowania zużyciem energii elektrycznej zgodnie z założonym programem. Ponadto ich rozdzielnie można wyposażyć w automatykę zabezpieczeniową samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO) lub samoczynnego napięciowego odciążania (SNO), umożliwiające wyłączanie określonych grup odbiorów w przypadku spowodowanego deficytem mocy obniżenia parametrów pracy w KSE. Stwarza to możliwość praktycznie natychmiastowej redukcji obciążenia w niezbędnym dla bezpieczeństwa pracy KSE zakresie, z możliwością wyboru wyłączanych urządzeń w oparciu o kryterium ich znaczenia dla funkcjonowania zakładu przemysłowego.

Zupełnie nowe możliwości w tym zakresie stwarza konieczny rozwój energetyki przemysłowej, w szczególności opartej na generacji gazowej. Zwiększa ona zakres możliwej do zaoferowania w ramach usług systemowych redukcji/zwiększenia obciążenia i w połączeniu z zarządzaniem poborem energii elektrycznej może stanowić dla OSP istotny potencjał regulacyjny wykorzystywany w zarządzaniu zasobami KSE.

Możliwe do zaoferowania przez odbiorców przemysłowych usługi to:

- planowana redukcja/zwiększenie obciążenia;
- automatyczne odciążenie KSE w przypadku zagrożenia utratą jego stabilności na skutek niedoboru mocy czynnej lub biernej.

Mogą one stanowić **realną alternatywę dla kosztownych usług systemowych oferowanych przez elektrownie**. Obecnie możliwości te praktycznie nie są wykorzystywane, a OSP utrzymuje parametry pracy KSE oraz realizuje zarządzanie ograniczeniami systemowymi jedynie poprzez sterowanie źródeł wytwórczych.

Wykorzystanie potencjału przemysłowych odbiorców energii elektrycznej do poprawy zarówno warunków bilansowania systemu elektroenergetycznego, jak i zwiększenia bezpieczeństwa dostaw

energii elektrycznej może być realizowane poprzez **wprowadzenie różnych form zarządzania popytem, zarówno podczas normalnej pracy systemu elektroenergetycznego, jak i w stanach awaryjnych w różnych horyzontach czasowych**. Mogą one oddziaływać na odbiorców końcowych poprzez zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej.

### **2.1.5. Rozwój połączeń transgranicznych jako warunek podniesienia bezpieczeństwa energetycznego kraju i stworzenia konkurencyjnych warunków cenowych na polskim rynku energii elektrycznej**

Jednym z najważniejszych warunków podniesienia bezpieczeństwa energetycznego oraz zapewnienia konkurencyjnych cen energii elektrycznej w Polsce jest urzeczywistnienie transgranicznego handlu energią elektryczną. Trzeci pakiet energetyczny zawiera rozwiązania, które powinny zostać niezwłocznie wprowadzone w celu umożliwienia rozwoju połączeń międzysystemowych. Zwłaszcza dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 55) przewiduje szczególnie instrument prawny w postaci **umów o współpracy w celu zacieśnienia relacji transgranicznych** i stworzenia dla nich odpowiednich ram prawnych. Umowy te mogą być zawierane pomiędzy organami regulacyjnymi państw członkowskich.

W obszarze tym kluczowego znaczenia nabiera Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, która może podejmować wiążące decyzje w odniesieniu do infrastruktury transgranicznej w kwestiach regulacyjnych, które należą do kompetencji krajowych organów regulacyjnych i które mogą obejmować warunki dostępu do tej infrastruktury oraz warunki jej bezpieczeństwa eksploatacyjnego. Decyzje takie Agencja może podejmować jedynie w przypadkach, gdy właściwe krajowe organy regulacyjne nie były w stanie osiągnąć porozumienia w terminie sześciu miesięcy od przedłożenia sprawy ostatniemu z tych organów regulacyjnych, lub na wspólny

wniosek właściwych krajowych organów regulacyjnych. Biorąc pod uwagę, że **Polska stanowi de facto „wyspę energetyczną”**, istnieje duże prawdopodobieństwo kierowania przez Agencję stosownych zaleceń do Prezesa URE, a nawet podejmowania decyzji w zakresie jego kompetencji.

Ułatwienie wymiany transgranicznej na poziomie rynku wewnętrznego UE ma na celu rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 15), które również wchodzi w skład trzeciego pakietu energetycznego.

W świetle powyższego niezbędne jest przystąpienie do prac legislacyjnych mających na celu stworzenie odpowiednich **krajowych ram prawnych dla rozwoju współpracy transgranicznej, wytyczenie celów ilościowych w zakresie importu energii z zagranicy, określenie finansowania nowych inwestycji i modernizacji połączeń już istniejących oraz określenie organów i instytucji za nie odpowiedzialnych.**

Z punktu widzenia przemysłowych odbiorców energii elektrycznej niezwykle istotne jest uproszczenie zasad udostępniania zainteresowanym podmiotom zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych i umożliwienie dostępu do energii importowanej odbiorcom końcowym. Nowe zasady winny umożliwiać odbiorcom końcowym realizację zasady TPA w obrębie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej oraz bezpośredni import energii elektrycznej spoza UE (np. z Ukrainy).

## 2.2. BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE ROZUMIANE JAKO MOŻLIWOŚĆ UZYSKANIA PRZEZ POLSKICH PRODUCENTÓW CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA POZIOMIE UMOŻLIWIĄJĄCYM IM SKUTECZNE KONKUROWANIE NA RYNKACH ŚWIATOWYM I EUROPEJSKIM

### 2.2.1. Wzrastające ceny energii dla odbiorców przemysłowych

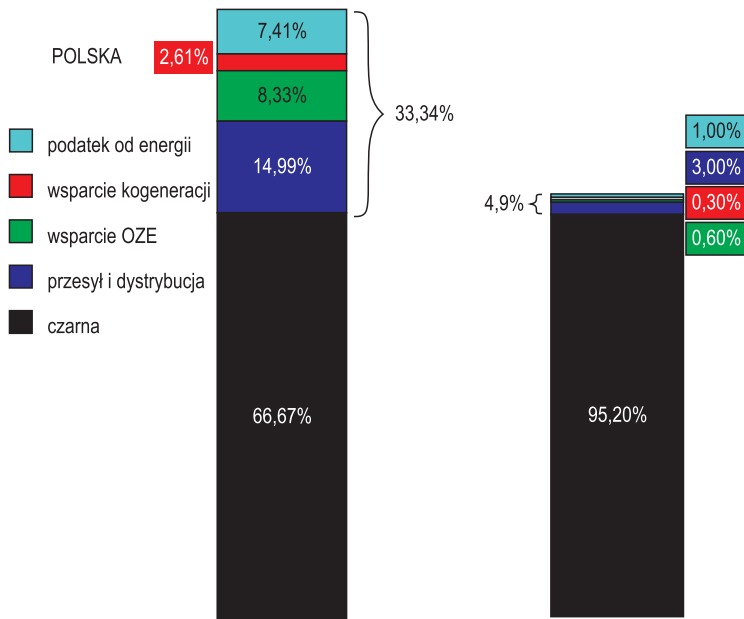
Dla przemysłowych odbiorców energii elektrycznej bezpieczeństwo energetyczne to również poziom cen i kosztów energii, który stwarza warunki dla uczciwej rynkowej międzynarodowej konkurencji, dając jednocześnie możliwość funkcjonowania poszczególnych branż gospodarki w długiej perspektywie czasowej.

W latach 90. XX wieku polski przemysł przeszedł intensywny proces restrukturyzacji. Jego realizacja pozwoliła firmom, które go przetrwały, na dorównanie europejskim i światowym standardom i skuteczne konkurowanie na światowych rynkach.

Istotnym atutem rozwijającej się szybko polskiej gospodarki były niższe niż w Europie Zachodniej koszty energii elektrycznej. Ta korzystna dla rozwoju polskiego przemysłu sytuacja zaczęła się jednak radykalnie zmieniać pod wpływem polityki. Wprowadzenie podatku akcyzowego od energii elektrycznej oraz systemów wspierania rozwoju energetyki odnawialnej i skojarzonej, przy braku rozwiązań systemowych ograniczających powstające z tego tytułu koszty dla energochłonnych branż polskiego przemysłu, uruchomiło mechanizm systematycznego ich wzrostu. Trzeba przy tym zaznaczyć, że kraje UE-15 chronią własny przemysł, własne stanowiska pracy, a przez to swoich obywateli poprzez redukcje kosztów przesyłu oraz politykę energetyczną i fiskalną.

Równolegle w latach 2007–2009 w Polsce gwałtownie wzrosły ceny energii elektrycznej „czarnej”, zrównując się z cenami notowanymi w starych krajach Unii Europejskiej. W tej sytuacji obciążenia generowane przez polską politykę energetyczną i fiskalną spowodowały różnice w ponoszonych kosztach energii elektrycznej na poziomie 20 euro/MWh i **utratę konkurencyjności przez**

**Rys. 1.** Wpływ różnic w kosztach przesyłu oraz polityki energetycznej i fiskalnej na koszty energii ponoszone przez odbiorców energochłonnych na przykładzie Polski i Niemiec



### **polskie przedsiębiorstwa w stosunku do europejskiej i światowej konkurencji.**

Przy porównywalnych cenach energii „czarnej”, na różnice w całkowitych kosztach energii elektrycznej płaconych przez przemysłowych odbiorców energochłonnych w Polsce i w Niemczech składają się:

- koszty przesyłu i dystrybucji (w tym koszty funkcjonowania KSE i kontraktów długoterminowych);
- koszt polityki energetycznej (zielonych, czerwonych, żółtych, fioletowych i białych certyfikatów);
- koszt polityki fiskalnej (podatek akcyzowy od energii elektrycznej).

Dla przywrócenia pozycji konkurencyjnej polskich producentów energochłonnych na rynku unijnym, w obszarach polityki energe-

tycznej i fiskalnej, **niezbędne jest stworzenie krajowych rozwiązań systemowych, które pozwolą na porównywalną redukcję kosztów do poziomu, jaki już dzisiaj uzyskują odbiorcy niemieccy, czyli do około 5% całkowitych kosztów energii elektrycznej.**

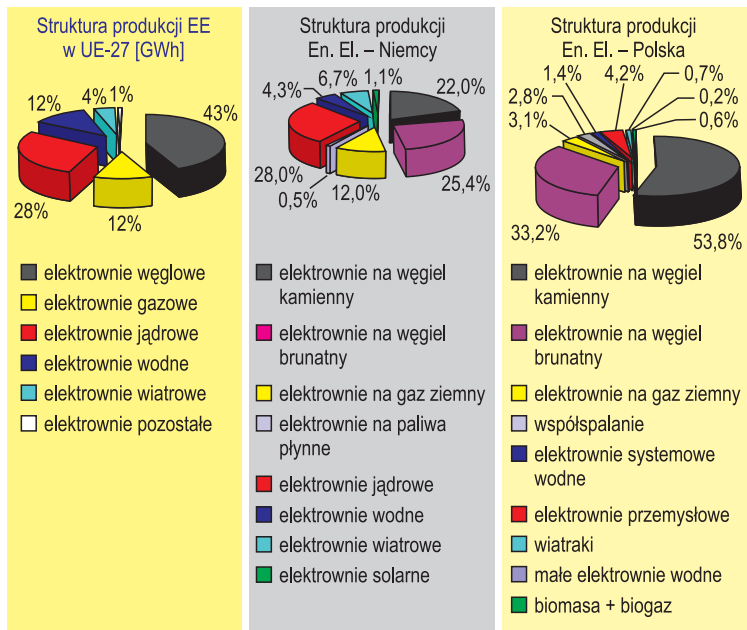
### **2.2.2. Krajowa struktura produkcji energii elektrycznej a „rynkowa” wycena energii „czarnej”**

Pomimo że polska energetyka produkuje energię elektryczną z najtańszych znanych paliw, w większości w zamortyzowanych elektrowniach, ceny energii „czarnej” nie odbiegają od notowanych w krajach, w których struktura paliw pierwotnych jest zdwersyfikowana, a źródła wytwórcze sprawne i nowoczesne. Ryzykiem zmienności cen i niedorozwoju mocy wytwórczych wpływającym z tej „monokultury” energetycy obarczają odbiorców energii, w szczególności odbiorców przemysłowych.

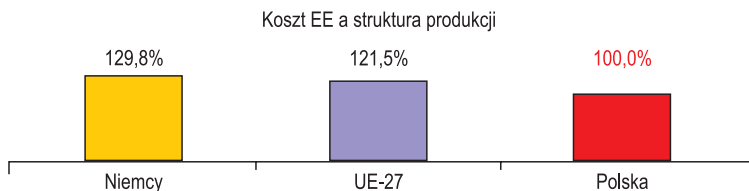
Przy założeniu, że koszty produkcji energii elektrycznej (w tych samych technologiach wytwarzania) w Polsce, w Niemczech i w UE są takie same, średnie ceny energii elektrycznej „czarnej” wynikające ze struktury jej produkcji w Niemczech winny być wyższe o 30%, a w UE o ponad 20% niż w Polsce.

Tak jednak nie jest. Różnice w cenach są niewielkie i mają tendencję do wyrównywania się. Oznacza to, że polski sektor wytwarzania stosując wysokoemisyjne tanie paliwo, dyskontuje nieuzasadnione przychody, nadmiernie obciążając krajowych odbiorców przemysłowych. Potwierdza to niemożliwy do uzyskania w innych branżach polskiej gospodarki poziom rentowności wytwórców, który w 2010 r. wyniósł 19,1% w grupie elektrowni zawodowych i 17,1% w grupie elektrociepłowni. Jest to efekt braku konkurencji spowodowanego konsolidacją pionową sektora energetycznego i siłą rynkową przedsiębiorstw energetycznych, której nie są w stanie zrównoważyć odbiorcy. W tej sytuacji **szczególnego znaczenia nabiera monitorowanie rynku energii przez UOKiK, URE oraz – w zakresie transakcji zawieranych na giełdach energii – przez Komisję Nadzoru Finansowego.**

**Rys. 2.** Struktury produkcji energii elektrycznej w Unii Europejskiej, Polsce i Niemczech



**Rys. 3.** Różnice w średnim koszcie produkcji energii elektrycznej wynikającym ze struktury jej produkcji w Unii Europejskiej, Polsce i Niemczech



### 2.2.3. Kontrakty długoterminowe – przeszłość determinująca przyszłość

Polscy odbiorcy przemysłowi ciągle jeszcze płacą za prowadzone w przeszłości inwestycje w podsektorze wytwarzania. Z dniem



1 kwietnia 2009 r. weszła w życie ustawa o likwidacji kontraktów długoterminowych, wprowadzając do opłat przesyłowych opłatę przejściową. Powodem tego były wymagania Unii Europejskiej, która uznała, że dotychczasowe zasady pokrywania tzw. kosztów osieroconych stanowią niedozwoloną, sprzeczną z prawem europejskim pomoc publiczną. Uzasadnieniem dla rozwiązywania kontraktów długoterminowych (KDT-ów) stała się konieczność rozwoju rynku energii elektrycznej, gdyż Unia Europejska zamierzała wtedy zwiększyć konkurencyjność gospodarki europejskiej poprzez obniżenie cen energii.

Obecnie **cenę mamy coraz wyższą, a obciążenia z przeszłości są nadal dla dużych odbiorców przemysłowych dotkliwe**. W 2011 r. poniosą oni uzmienniony koszt opłaty przejściowej wynoszący średnio 14 zł/MWh, co stanowi 5% wszystkich kosztów związanych z energią elektryczną. Jest to dwukrotnie więcej niż w pozostałych grupach odbiorców.

Powodem tego jest fakt, że nośnikiem opłaty przejściowej jest moc umowna, a obowiązujący w Polsce sposób jej zamawiania zmusza zakłady przemysłowe do określania jej na poziomie często dwukrotnie wyższym od rzeczywistego zapotrzebowania.

### 2.3. WPLYW POLSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ NA BEZPIECZEŃSTWO I PERSPEKTYWY EKONOMICZNE POLSKIEJ GOSPODARKI

#### 2.3.1. Polityka energetyczna obciążeniem dla gospodarki

W ostatnich latach obserwujemy rosnący udział kosztów polskiej polityki energetycznej w sumarycznych kosztach energii elektrycznej. Powoduje to **stopniową utratę konkurencyjności przez polski przemysł (w szczególności branżę najbardziej energochłonną) w stosunku do unijnej i międzynarodowej konkurencji**.

Kraje UE-15 stosują wobec rodzimych producentów wykorzystujących energochłonne technologie produkcji rozwiązania systemowe ograniczające koszty przesyłu i polityki energetycznej do minimum. Przeszkodą w harmonizacji polskich przepisów w tym

zakresie ze stosowanymi w innych krajach UE jest fakt, że Komisja Europejska traktuje każdą wprowadzaną redukcję kosztów produkcji dedykowaną określonym grupom odbiorców przemysłowych jako niedozwoloną pomoc publiczną.

Bez harmonizacji w tym obszarze, przy strukturze polskiego sektora wytwarzania, energochłonne branże polskiego przemysłu nie mają szans na sprostanie nie tylko światowej, ale nawet europejskiej konkurencji. O ich ewentualnej likwidacji zadecyduje nie niższa efektywność czy stosowanie przestarzałych technologii, ale większe niż u konkurentów koszty energii wynikające z różnic w polityce energetycznej i fiskalnej oraz krajowych strukturach produkcji energii elektrycznej.

### 2.3.2. System wspierania rozwoju energetyki odnawialnej

W sytuacji gdy sztandarowym celem Unii Europejskiej (a więc i Polski) stała się ochrona klimatu, gdy wprowadzono system EU-ETS (europejski system handlu emisjami), a od 2016 r. zaczął obowiązywać rygorystyczne ograniczenia emisyjne dotyczące  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  i pyłów, podstawowym problemem polskiej energetyki stała się struktura paliw pierwotnych używanych do produkcji energii elektrycznej. Polski system elektroenergetyczny w 90% korzysta z paliw stałych, węgla kamiennego i węgla brunatnego. Realizując cel redukcji emisji, polska polityka energetyczna zakłada gwałtowny wzrost produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii – do poziomu 40 TWh w 2030 r.

Jest nam więc potrzebny **efektywny system wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej**. Energia odnawialna w połączeniu z systemem poprawy efektywności energetycznej może skutecznie ograniczyć negatywny wpływ kosztów generowanych przez unijną politykę klimatyczną na naszą gospodarkę. Niestety polski system, oparty na tzw. zielonych certyfikatach, ma podstawowe wady:

- małą efektywność powodującą niewielkie, w stosunku do zaangażowanych środków, przyrosty mocy wytwórczych;

- dotkliwe obciążanie swoimi kosztami odbiorców energii elektrycznej, w szczególności odbiorców przemysłowych zużywających duże jej ilości.

Energetyka odnawialna, w szczególności oparta na źródłach wykorzystujących biomasę, ze swej natury nie powinna mieć charakteru systemowego. Podstawowa cecha energetyki systemowej – duża koncentracja produkcji wymaga transportu paliwa na duże odległości. Przy stosowaniu paliw odnawialnych nie znajduje to uzasadnienia ani energetycznego, ani ekonomicznego (koszty transportu i spalane w transporcie paliwa).

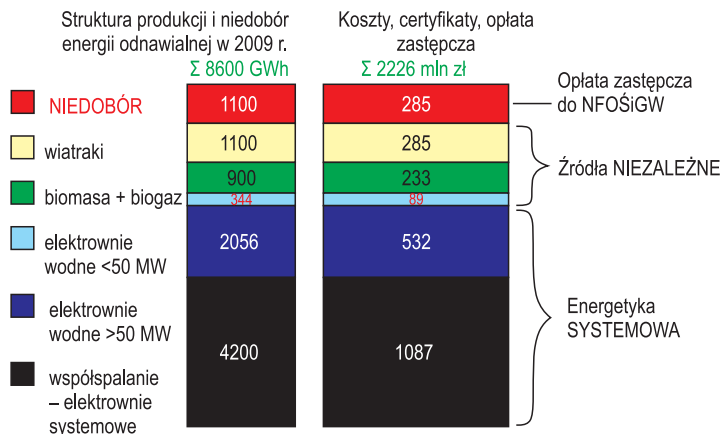
Tylko **wadliwie działający system wsparcia dający uprawnienie do uzyskiwania zielonych certyfikatów elektrowniom systemowym wykorzystującym technologię współspalania** powoduje, że możliwe jest uzyskiwanie korzyści z takiej produkcji. Beneficjentem jest tutaj energetyka systemowa kosztem polskiego obywatela i polskiego przemysłu ponoszącego przez to nadmierne koszty i tracącego z tego powodu swoją międzynarodową konkurencyjność. Marnowana w ten sposób biomasa winna być z dobrym skutkiem wykorzystana do produkcji energii odnawialnej w źródłach rozproszonych: przemysłowych, miejskich i gminnych. Zupełnie nieuzasadnione jest również utrzymywanie prawa do uzyskiwania zielonych certyfikatów przez zdolne do funkcjonowania w warunkach komercyjnych i istniejące w momencie uruchamiania systemu duże elektrownie wodne.

Niewielka efektywność systemu zielonych certyfikatów wynika z faktu, że środki finansowe pochodzące od odbiorców trafiają głównie do sektora energetycznego.

Dla przykładu w 2009 r. do elektrowni systemowych wykorzystujących technologię współspalania biomasy trafiło **1087 mln zł**, a do elektrowni wodnych o mocach większych niż 50 MW – **532 mln zł** (co stanowi odpowiednio 49% i 24% wszystkich środków pochodzących z systemu zielonych certyfikatów).

Tak więc polski system wspierający rozwój energetyki odnawialnej tak naprawdę jest głównie dodatkowym źródłem finansowania sektora energetycznego. Środki tam trafiające (ponad 1,6 mld zł) winny finansować budowę odnawialnych źródeł rozproszonych: przemysłowych, miejskich i gminnych.

**Rys. 4.** Produkcja energii odnawialnej i beneficjenci środków pochodzących z zielonych certyfikatów w 2009 r.

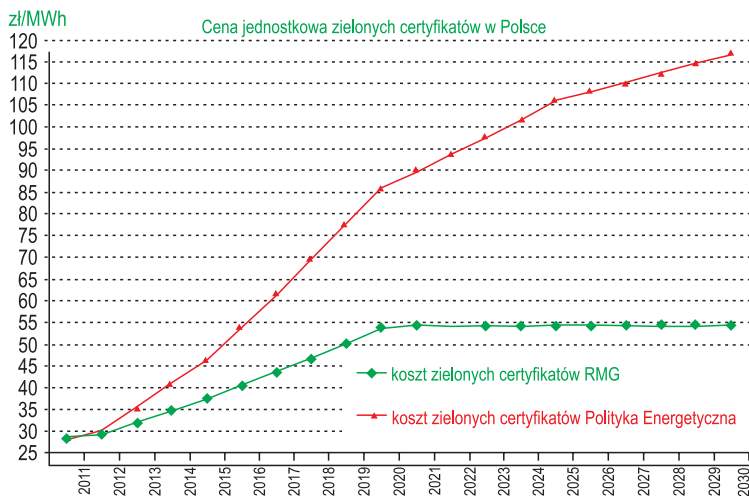


W tej sytuacji **obciążanie pełnymi kosztami systemu całego polskiego przemysłu jest szkodliwe z punktu widzenia interesu polskiej gospodarki i polskich obywateli**. Polskie zakłady przemysłowe tracą konkurencyjność w stosunku do europejskich producentów z powodu rosnących kosztów energii. We wzroście tym największy udział miały dotąd właśnie rosnące systematycznie koszty energetyki odnawialnej. W związku z tym niezbędne jest wprowadzenie w Polsce rozwiązań redukujących koszty obowiązkowego zakupu zielonych certyfikatów dla odbiorców przemysłowych. Niezbędna jest również zmiana zasad funkcjonowania systemu tak, by zagwarantować rozwój odnawialnych źródeł energii bez generowania systematycznego wzrostu kosztu jednostkowego energii elektrycznej.

W tym celu należy:

- wstrzymać indeksowanie opłaty zastępczej;
- zróżnicować wysokość i czas funkcjonowania systemu wsparcia w zależności od technologii produkcji;
- wprowadzić zasadę przypisywania wspieranym źródłom wszystkich kosztów ich funkcjonowania (opłaty przyłączeniowe, bilansowanie, rezerwy systemowe).

**Rys. 5.** Jednostkowy koszt energii odnawialnej do 2030 r. według założeń polityki energetycznej, wymogów RMG i oczekiwań odbiorców



Działania te, obok wyłączenia z systemu wsparcia dla elektrowni wodnych o mocach większych niż 50 MW, ograniczenia jego wielkości dla technologii współspalania biomasy w elektrowniach systemowych oraz administracyjnego ograniczenia dostępu do biomasy leśnej elektrowniom systemowym, winny umożliwić zatrzymanie wzrostu kosztu jednostkowego energii odnawialnej od 2020 r.

### 2.3.3. System wspierania rozwoju kogeneracji

System wspierania rozwoju kogeneracji obejmuje:

- wysokosprawną skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej w źródłach węglowych;
- wysokosprawną skojarzoną produkcję ciepła i energii elektrycznej w źródłach gazowych i niezależnie od uzyskiwanej sprawności w źródłach o mocy do 1 MW;
- produkcję energii elektrycznej z metanu.

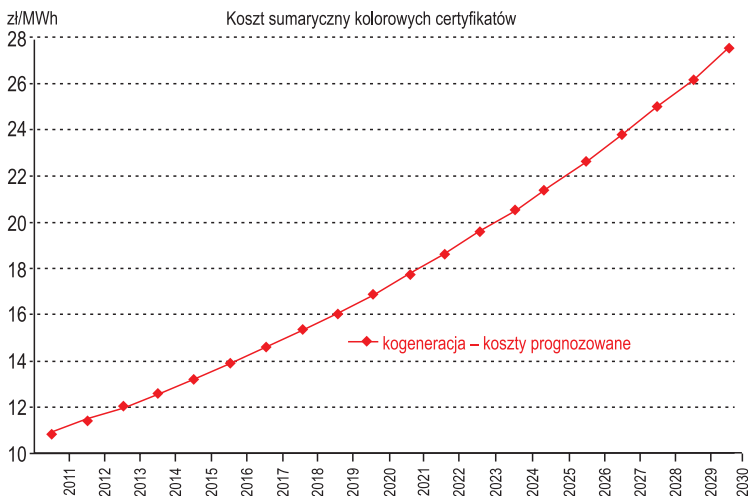
Beneficjentami tego systemu są elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe. Olbrzymią zaletą kogeneracji jest duża, często prze-

kraczająca 80%, efektywność przetwarzania paliwa pierwotnego. Dla porównania wskaźnik ten dla elektrowni systemowych wynosi 36%. Posiada również zalety generacji rozproszonej. Ogranicza straty w przesyłach i dystrybucji, stabilizuje pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, redukuje ograniczenia systemowe oraz zwiększa możliwości przesyłowe na połączeniach transgranicznych. Generuje również określone koszty dla odbiorców przemysłowych. Ich poziom uzależniony jest od:

- decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, który ma możliwość ich kształtowania poprzez ustalanie wysokości tzw. opłat zastępczych w szerokich granicach;
- poziomu cen „energii czarnej” będącego punktem odniesienia przy wyznaczaniu wysokości opłat zastępczych.

**Obciążenia z tytułu wspierania rozwoju kogeneracji są kilkakrotnie niższe od generowanych przez system wspierania rozwoju OZE, a korzyści, jakie przynosi ona polskiej gospodarce, z pewnością równoważą koszty ponoszone przez odbiorców przemysłowych.**

**Rys. 6.** Prognozowane jednostkowe koszty systemu wsparcia rozwoju kogeneracji do 2030 r.



## 2.4. PODATEK AKCYZOWY OD ENERGII ELEKTRYCZNEJ I JEGO WPLYW NA KONKURENCYJNOŚĆ ENERGOCHŁONNYCH BRANŻ POLSKIEGO PRZEMYSŁU

Kraje Europy Zachodniej chronią interesy własnego przemysłu, redukując, w ramach obowiązującego prawa unijnego, koszty energii elektrycznej zużywanej przez przemysł. Szczególnie istotne są tu narzędzia w zakresie opodatkowania energii elektrycznej, dzięki którym można różnicować obciążenia dla różnych grup odbiorców poprzez stosowanie zwolnień, obniżek lub zwrotu zapłaconych sum podatku akcyzowego od energii elektrycznej.

**Pasywna i nieuwzględniająca specyfiki przemysłów energochłonnych polska polityka fiskalna obciąża krajowych producentów zbyt wysokimi stawkami podatku akcyzowego.** Nie stosuje również zalecanych przez dyrektywę Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 283 z 31.10.2003, s. 51) zwolnień od podatku akcyzowego energii wykorzystywanej w najbardziej energochłonnych procesach technologicznych, tj. do celów redukcji chemicznej, w procesach elektrolitycznych i metalurgicznych.

Minimalne, przewidywane w powyższej dyrektywie stawki podatku akcyzowego wynoszą 0,5 euro/MWh dla firm i 1 euro/MWh dla pozostałych podmiotów. W Polsce stawka akcyzy (20 zł/MWh) wielokrotnie przekracza stawki minimalne. W rezultacie jesteśmy w gronie pięciu państw pobierających najwyższą akcyzę od energii elektrycznej w UE. Podatek akcyzowy jest doliczany do ceny kupowanej i zużywanej na własne potrzeby energii elektrycznej, a obciążenia z jego tytułu nie różnicują poszczególnych grup odbiorców.

Ceny energii dla odbiorców przemysłowych mogą być obniżane w oparciu o możliwości, które daje dyrektywa 2003/96/WE. Z takiej możliwości korzysta 25 krajów członkowskich UE. Rozwiązań, które dyrektywa zaleca lub dopuszcza, oprócz Polski nie stosuje tylko Łotwa. Dla przykładu w Niemczech stawka podatku akcyzowe-

go dla odbiorców przemysłowych wynosi 12,60 euro/MWh, jednak przemysł energochłonny płaci jedynie 0,62 euro/MWh.

W celu zharmonizowania polskich przepisów dotyczących podatku akcyzowego od energii elektrycznej obciążających producentów energochłonnych ze stosowanymi w UE niezbędne jest:

- zwolnienie z podatku akcyzowego energii elektrycznej zużywanej w procesach elektrolitycznych, metalurgicznych oraz redukcji chemicznej;
- obniżenie podatku akcyzowego od pozostałej energii elektrycznej zużywanej przez producentów energochłonnych do poziomu 0,5 euro/MWh.

Uzasadnieniem dla takiego stanowiska są rosnące w Polsce nieproporcjonalnie szybko w stosunku do krajów UE koszty energii elektrycznej i spadająca konkurencyjność naszych przedsiębiorstw, które nie mogą sprostać unijnym konkurentom chronionym przez krajowe polityki energetyczne.

## 2.5. ZAGROŻENIA DLA POLSKIEJ GOSPODARKI WYNIKAJĄCE Z WPROWADZENIA EUROPEJSKIEGO SYSTEMU HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO<sub>2</sub> (ETS)

Wprowadzenie Europejskiego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji CO<sub>2</sub> spowoduje zróżnicowany wzrost kosztów zmiennych produkcji energii elektrycznej w krajach UE. Będzie on szczególnie dotkliwy dla Polski, bo współczynnik emisyjności cechujący naszą energetykę jest jednym z najwyższych w UE. Aby utrzymać konkurencyjność całych branż europejskiego przemysłu, dyrektywa 2009/29/WE zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 63) pozwala państwom członkowskim na przeznaczenie środków finansowych na rzecz sektorów lub podsektorów, które uznaje się za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu przeniesienia kosztów związanych z emisją gazów cieplarnianych w ceny energii, w celu kompensacji tych kosztów.



Dla realizacji tego uprawnienia niezbędne jest opracowanie szczegółowego planu i zasad przydziału rekompensat. Decyzje w tej sprawie wymagają zgody politycznej oraz koordynacji działań ministrów właściwych ds. gospodarki, środowiska i finansów. Konieczne jest przystąpienie do opracowywania tych zasad przez polski rząd. Zaniechania w tym zakresie spowodują, że krajowi producenci nie pokryją kosztów ETS-u, co doprowadzi do upadku wielu dużych zakładów przemysłowych, szczególnie tych energochłonnych.

## 2.6. ROZWÓJ ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ SZANSĄ NA ZAPEWNIENIE POLSKIM ZAKŁADOM PRZEMYSŁOWYM BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO, POPRAWĘ PARAMETRÓW PRACY KSE ORAZ REALIZACJĘ ZAŁOŻEŃ POLSKIEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ

Energetyka przemysłowa ze swej natury jest oparta na rozproszonych źródłach energii pracujących na potrzeby lokalnych odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Już obecnie dysponuje ona:

- 220 elektrociepłowniami, w tym w 80% o mocy do 20 MW;
- mocą cieplną zainstalowaną 5564 MWt;
- mocą elektryczną zainstalowaną 878 MWe.

Potencjał ten pozwolił na wyprodukowanie w 2010 r. około 10 TWh energii elektrycznej (6,4% produkcji krajowej) z wykorzystaniem energii zawartej w paliwie pierwotnym w 78%. Uzyskanie tak wysokiego wskaźnika było możliwe dzięki stałemu zapotrzebowaniu na ciepło wykorzystywane w przemysłowych procesach technologicznych. Ta cecha elektrociepłowni przemysłowych decyduje o ich istotnej przewadze nad elektrociepłowniami zawodowymi, w których zapotrzebowanie na ciepło, a więc i możliwość produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, uzależniona jest od pory roku i pogody.

Tylko źródła kogeneracyjne posiadające stałe zapotrzebowanie na ciepło umożliwiają w pełni efektywne wykorzystanie inwestowa-

nych środków poprzez maksymalizację rocznego czasu wykorzystania mocy produkcyjnych. Gwarantują one również najlepsze efekty w postaci zmniejszenia jednostkowego zużycia paliw pierwotnych i redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Z tych względów właśnie budowa przemysłowych źródeł energii elektrycznej winna stać się priorytetem polskiej polityki energetycznej, która zakłada do 2030 r.:

- dwukrotny wzrost produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji do roku 2020 w porównaniu z produkcją z 2006 r.;
- zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyle i dystrybucji, m.in. poprzez modernizację i rozbudowę sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz **rozwój generacji rozproszonej**;
- rozwój skojarzonego wytwarzania energii jako technologii zalecanej przy budowie nowych mocy wytwórczych.

Zagrożeniem dla rozwoju energetyki przemysłowej byłyby również brak możliwości uzyskania przez polskie źródła wytwórcze darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w ramach tzw. derogacji. Wytyczne KE w tej sprawie, interpretujące zapisy art. 10c dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32) wyłączają możliwość ich przyznawania właśnie energetyce przemysłowej.

Brak darmowych uprawnień stawia pod znakiem zapytania sens budowy wysokosprawnych przemysłowych źródeł kogeneracyjnych i odbiera energochłonnym branżom polskiego przemysłu szansę na uniezależnienie się od polityki energetycznej i stabilizację kosztów energii elektrycznej.

Dla rozwoju energetyki przemysłowej niezbędne jest:

- uruchomienie programu priorytetowego NFOŚiGW, który winien zapewnić finansowanie tej formy generacji (możliwość wykorzystania środków pochodzących z zielonych certyfikatów przyznawanych dużym elektrowniom wodnym);
- przedłużenie okresu funkcjonowania obecnego systemu wsparcia rozwoju kogeneracji do roku 2020;

- utrzymanie aktualnie obowiązujących preferencji dla autoproducentów (zwolnienie z obowiązku zakupu kolorowych certyfikatów);
- zagwarantowanie przez polski rząd wszystkim źródłom wytwórczym jednakowych warunków uzyskiwania bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

### 3. WNIOSKI

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej, przekładająca się bezpośrednio na politykę energetyczną państw członkowskich, może doprowadzić do utraty konkurencyjności przez gospodarki państw członkowskich, w tym Polski. Polska administracja musi podjąć wszelkie możliwe działania, zarówno w wymiarze wewnętrznym, jak też unijnym, które powinny przeciwdziałać wykluczeniu gospodarczemu naszego kraju. W aktualnych warunkach konieczne są przede wszystkim te działania, które zmniejszą poziom obciążeń generowanych przez politykę energetyczną i fiskalną nałożonych na dużych odbiorców, oraz wypracują metody wsparcia (prawnego i finansowego) odbiorców przemysłowych. Wymaga to przede wszystkim wypracowania strategicznej wizji bezpieczeństwa energetycznego w wymiarze technicznym i fiskalnym, która powinna zmierzać do ochrony podstawowych interesów gospodarczych Polski.

### 4. REKOMENDACJE. SZANSE I ZAGROŻENIA

Działanie	Perspektywa czasowa
<b>Rozwój energetyki przemysłowej</b>	
Wprowadzenie zmian prawnych dających odbiorcom przemysłowym posiadającym własne źródła wytwórcze możliwość redukcji stawek: opłat systemowych i opłat sieciowych stałych.	Bezzwłocznie (wprowadzenie odpowiednich zapisów do tworzonej ustawy – Prawo energetyczne).

Wprowadzenie zmian prawnych dających przemysłowym przedsiębiorstwom energetycznym posiadającym własne źródła wytwórcze możliwość uzyskiwania w zatwierdzonych przez Prezesa URE taryfach premii z tytułu zwiększonej pewności zasilania odbiorców zewnętrznych.	Bezwłocznie (wprowadzenie odpowiednich zapisów do tworzonej ustawy – Prawo energetyczne).
Uruchomienie programu priorytetowego NFOŚiGW, który winien zapewnić finansowanie tej formy generacji.	Bezwłocznie
Przedłużenie okresu funkcjonowania obecnego systemu wsparcia rozwoju kogeneracji do roku 2020.	Nowelizacja obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki.
Utrzymanie preferencji dla autoproducentów (zwolnienie z obowiązku zakupu kolorowych certyfikatów).	W przypadku nowelizacji obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki.
Zagwarantowanie przemysłowym źródłom wytwórczym jednakowych z energetyką systemową warunków uzyskiwania bezpłatnych uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> .	Bezwłocznie
Administracyjne ograniczenie dostępu do biomasy leśnej energetyce systemowej.	Bezwłocznie (wprowadzenie odpowiednich zapisów do tworzonej ustawy – Prawo energetyczne).
<b>Redukcja kosztów polityki energetycznej w grupie przemysłowych odbiorców energochłonnych</b>	
Wprowadzenie rozwiązań redukujących koszty energetyki odnawialnej (wstrzymanie indeksowania opłaty zastępczej, zróżnicowanie wysokości i czasu funkcjonowania systemu wsparcia w zależności od technologii produkcji, rezygnacja z przydzielania zielonych certyfikatów dużym elektrowniom wodnym).	Nowelizacja obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki.
Wprowadzenie rozwiązań redukujących koszty rozwoju kogeneracji.	Nowelizacja obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki.
Zmiana zasad zamawiania mocy umownych przez odbiorców przemysłowych posiadających rozbudowane układy zasilania.	Nowelizacja obowiązującego rozporządzenia Ministra Gospodarki.
<b>Redukcja kosztów podatku akcyzowego w grupie przemysłowych odbiorców energochłonnych</b>	
Zwolnienie z podatku akcyzowego energii elektrycznej zużywanej w procesach elektrolitycznych, metalurgicznych oraz redukcji chemicznej.	Bezwłocznie (nowelizacja obowiązującej ustawy o podatku akcyzowym).

Obniżenie podatku akcyzowego od energii elektrycznej zużywanej przez producentów energochłonnych do poziomu 0,5 euro/MWh.	Bezzwłocznie (nowelizacja obowiązującej ustawy o podatku akcyzowym).
<b>Rekompensaty dla przedsiębiorstw narażonych na <i>carbon leakage</i></b>	
Jak najszybciej rozpocząć prace nad wprowadzeniem w Polsce systemu rekompensującego branżom narażonym na tzw. <i>carbon leakage</i> wzrost kosztów produkcji spowodowany rosnącymi w efekcie wprowadzenia ETS-u cenami energii elektrycznej.	Bezzwłocznie
<b>Usługi świadczone przez odbiorców przemysłowych na rzecz KSE</b>	
Opracowanie z udziałem przemysłowych odbiorców energii elektrycznej Krajowego Systemu Automatycznej Redukcji Obciążenia poprzez zabudowę w rozdzielniach przemysłowych automatyki SCO i SNO o progach zadziałania uzależnionych od znaczenia zasilanych odbiorów, w zamian za wynagrodzenie wynikające z ustalonych z odbiorcami przemysłowymi zasad świadczenia takiej usługi.	Bezzwłocznie
Wprowadzenie przez OSP do zarządzania KSE technik zarządzania popytem ( <i>Demand Side Management</i> ) w różnych horyzontach czasowych, poczynając od taryf czasu rzeczywistego (RTP), programów licytacji popytu (DBP), taryf z krytyczną stawką cenową (CPP) czy programów taryf z wyłączeniem (ICR) wpływających na sterowanie bieżące, realizowane w czasie rzeczywistym, po taryfy wielostrefowe (TOU) wykorzystywane podczas procesu planowania pracy systemu elektroenergetycznego w perspektywie miesięcy.	Bezzwłocznie
<b>Uruchomienie zasady TPA w międzynarodowym obrocie energią elektryczną</b>	
Zmiana zasad udostępniania podmiotom zainteresowanym zdolnościami przesyłowymi na połączeniach transgranicznych i umożliwienie dostępu do energii importowanej odbiorcom końcowym, tak by możliwa była realizacja zasady TPA w obrębie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej.	Rozpoczęcie prac w 2011 r.

<b>Szanse</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Rozwój energetyki przemysłowej zapewni zakładom produkcyjnym bezpieczeństwo energetyczne, poprawiając jednocześnie bezpieczeństwo funkcjonowania KSE i redukując jego koszty poprzez ograniczenie strat sieciowych i kosztów likwidacji ograniczeń systemowych.</li> </ul>	

- Produkcja energii elektrycznej na potrzeby własne pozwoli zakładom przemysłowym stosującym technologie energochłonne na częściową redukcję kosztów polityki energetycznej.
- Energetyka przemysłowa to także stabilizacja kosztów energii elektrycznej oraz przynajmniej częściowe uniezależnienie polskich firm od skutków polityki klimatycznej UE.
- Stworzenie systemowych rozwiązań redukujących koszty polityki energetycznej i fiskalnej, dedykowanych zakładom przemysłowym stosującym energochłonne technologie produkcji, pozwoli polskim producentom odzyskać utraconą pozycję konkurencyjną na rynku UE.
- Wprowadzenie rekompensat z tytułu wzrostu kosztów energii elektrycznej spowodowanych ETS-em pozwoli zmniejszyć wzrost kosztów produkcji w grupie zakładów narażonych na *carbon leakage* i przyczyni się do złagodzenia negatywnego wpływu pakietu klimatycznego na polską gospodarkę.
- Wprowadzenie usług świadczonych przez odbiorców przemysłowych na rzecz KSE wprowadzi możliwość ograniczenia szczytowego zapotrzebowania w KSE, a w konsekwencji redukcji jego kosztów oraz kosztów związanych z budową nowych mocy wytwórczych.
- Wprowadzenie usługi świadczonej przez odbiorców przemysłowych na rzecz KSE, polegającej na zabudowie w rozdzielniach przemysłowych automatyki SCO i SNO, wyposaży OSP w dodatkowe narzędzia umożliwiające skuteczną obronę stabilności pracy KSE.
- Dostęp do energii importowanej odbiorców końcowych w oparciu o zasadę TPA pozwoli na wprowadzenie na polski rynek energii elektrycznej realnej konkurencji dla krajowej generacji, co w konsekwencji winno spowodować osłabienie siły rynkowej koncernów energetycznych i racjonalizację cen.

### Zagrożenia

- Ewentualny brak możliwości uzyskania darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez przemysłowe źródła energii elektrycznej w ramach tzw. derogacji.
- Ograniczenie wysokości wsparcia dla energii produkowanej w kogeneracji.
- Likwidacja preferencji, z których korzystają obecnie zakłady przemysłowe produkujące energię elektryczną i zużywające ją na potrzeby własne.
- Utrzymanie aktualnych zasad wspierania produkcji energii elektrycznej w technologii współspalania i rozwój systemowej energetyki odnawialnej.
- Trudności w harmonizacji polskiej polityki energetycznej z rozwiązaniami stosowanymi w krajach UE-15, spowodowane niekorzystnym dla odbiorców przemysłowych interpretowaniem przez UOKiK zasad stosowania pomocy publicznej.
- Brak akceptacji dla zastosowania rozwiązań podatkowych redukujących w grupie zakładów energochłonnych koszty podatku akcyzowego w oparciu o dyrektywę 2003/96/WE.
- Brak zaangażowania polskiego rządu w działania zmierzające do opracowania systemu rekompensującego branżom polskiego przemysłu narażonym na *carbon leakage* wzrost kosztów produkcji, spowodowany wprowadzeniem ETS-u.
- Brak zainteresowania Polskich Sieci Elektroenergetycznych Operator SA uruchomieniem usług systemowych świadczonych przez odbiorców przemysłowych w oparciu o zasady umożliwiające pokrywanie kosztów działań niezbędnych do podjęcia w tym celu przez zakłady przemysłowe.
- Spodziewana obrona monopolu przedsiębiorstw energetycznych przed konkurencją w kontekście międzynarodowego obrotu energią elektryczną.



**Mariusz Przybylik**

## **Bezpieczeństwo energetyczne – finansowanie inwestycji w energetyce**

### **1. WPROWADZENIE**

W perspektywie do roku 2030 istnieje potrzeba zrealizowania znacznych inwestycji w polskiej energetyce. Potrzebne inwestycje obejmują następujące obszary:

- budowa nowych mocy wytwórczych, w tym odnawialnych źródeł energii,
- rozbudowa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych (w tym *smart grid*),
- inwestycje mające na celu zapewnienie dostaw paliw (kopalnie węgla, dostawy gazu i inne),
- podnoszenie efektywności energetycznej,
- rozwój nowych technologii energetycznych,
- systemy IT (na poziomie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i sprzedaży).

Kierunki inwestycyjne zarysowane są w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”. Inwestycje te w dużej części wynikają z potrzeby **odbudowy obecnych aktywów i wypełnienia wymagań wynikających z polityki Unii Europejskiej**. Dodatkowo

infrastruktura energetyczna wymaga rozbudowy z uwagi na przewidywany wzrost konsumpcji energii elektrycznej i wzrost wymagań po stronie konsumentów co do jakości dostaw i rozwiązań technologicznych. Ponadto aspekty związane ze wzmocnieniem bezpieczeństwa energetycznego i przyspieszeniem rozwoju gospodarczego powodują potrzebę dodatkowych inwestycji w rozwój nowych technologii energetycznych. Potrzeby inwestycyjne w tych obszarach oceniane są na setki miliardów złotych do roku 2030. Według autorów raportu „Polska 2030. Wyzwania rozwojowe” nakłady na modernizację sektora energetycznego w związku ze zwiększającym się popytem mogą sięgnąć nawet 290 mld zł do roku 2030. Do tej kwoty należałoby jeszcze dodać inwestycje związane z bezpieczeństwem dostaw paliw, efektywnością energetyczną, rozwojem nowych technologii i IT.

Autorzy „Zielonej Księgi Narodowego Programu Redukcji Emisji” zauważają, że istotnym problemem Polski jest to, iż dopuszczalny poziom zadłużenia przedsiębiorstw infrastrukturalnych jest niższy od wymiaru przewidywanych potrzeb inwestycyjnych, nawet po uwzględnieniu rezultatów pełnej ich prywatyzacji. Niemożliwe jest, aby tak znaczne inwestycje mogły być finansowane tylko z bieżącej działalności polskich spółek energetycznych. Kapitał z krajowego rynku kapitałowego i dostępne fundusze UE też nie wystarczą, mimo przewidywanego szybkiego rozwoju polskiego rynku kapitałowego. Wymagane będą **rozwój alternatywnych źródeł finansowania (np. partnerstwa publiczno-prywatnego) i prowadzenie programów przyciągających kapitał zagraniczny**. Jednocześnie spółki energetyczne powinny optymalizować wielkość kapitału pochodzącego z bieżącej działalności poprzez **optymalizację działalności operacyjnej oraz prowadzić działania w zakresie zwiększania efektywności prowadzonych inwestycji**.

Specjalnego podejścia wymaga finansowanie inwestycji związanych z energetyką jądrową. Z uwagi na duży rozmiar potrzebnych nakładów część inwestycji będzie musiała być realizowana przy udziale zagranicznych partnerów branżowych.



## 2. PROGNOZA I WNIOSKI

### 2.1. MOŻLIWOŚCI W ZAKRESIE FINANSOWANIA

Zgodnie z najlepszymi praktykami dla większości inwestycji w sektorze energetycznym podstawowym źródłem finansowania będzie wynik z bieżącej działalności. Jednakże **możliwości generowania finansowania w tym zakresie w polskich spółkach energetycznych nie wystarczają na pokrycie wszystkich potrzeb**. Optymalizacja wielkości kapitału w tym zakresie powinna polegać na zapewnieniu odpowiednich i przewidywalnych przychodów ze sprzedaży i jednocześnie na prowadzeniu działań na rzecz optymalizacji działalności operacyjnej. Dla przedsiębiorstw regulowanych regulacje powinny pozwalać na zatrzymanie części korzyści w spółkach po optymalizacji działalności (np. redukcja OPEX, redukcja strat sieciowych itp.). W celu zmniejszenia możliwych wzrostów cen dla konsumentów spółki energetyczne powinny **zintensyfikować działania w zakresie restrukturyzacji swojej działalności**. W tej sferze w polskim sektorze energetycznym jeszcze cały czas istnieje znaczny potencjał.

W dużej części finansowanie z działalności bieżącej będzie wspierane przez **krajowy rynek kapitałowy i środki Unii Europejskiej**. Z uwagi na rozmiar potrzebnych inwestycji i możliwości krajowego rynku kapitałowego część inwestycji będzie musiała być realizowana przy udziale branżowych i finansowych inwestorów spoza Polski. W tym aspekcie ważne jest stworzenie **stabilnych i transparentnych warunków rynkowych oraz mechanizmów przyciągających kapitał zagraniczny**. Wielu graczy z sektora energetycznego i sektora finansowego aktywnie poszukuje możliwości inwestowania w atrakcyjnych miejscach na świecie. Polski sektor energetyczny coraz częściej jest postrzegany jako takie właśnie miejsce. Sytuacja ta wynika z poprawiającej się kondycji polskiej gospodarki i rosnącego znaczenia energetyki w gospodarce. Nie bez znaczenia jest tutaj również prognozowany znaczny wzrost konsumpcji energii, który jest gwarantem przyszłego popytu. Dostęp do informacji na temat możliwości inwestowania w pol-

skim sektorze energetycznym będzie krytyczny z punktu widzenia budowania zaufania inwestorów zagranicznych.

Uzupełnieniem tych źródeł powinny być komercyjne źródła finansowania oferowane przez instytucje finansowe. Zarówno kredyty (bilateralne i konsorcjalne), jak i emisje obligacji będą uzupełnieniem konstrukcji w ramach finansowania polskich inwestycji energetycznych. W zakresie tych źródeł powinny być prowadzone działania służące redukcji kosztu finansowania. Cena kredytu będzie zależała od obniżenia ryzyka związanego z realizacją inwestycji. Kluczowe jest tworzenie **transparentnych regulacji i stabilność polityki energetycznej**.

Interesującym mechanizmem wspierającym finansowanie inwestycji jest **partnerstwo publiczno-prywatne (PPP)**. Z uwagi na specyfikę PPP na finansowanie w tej formie mogą liczyć w szczególności projekty w zakresie budowy odnawialnych źródeł energii i podnoszenia efektywności energetycznej. Wiele takich inwestycji będzie realizowane przez sektor publiczny. Dla nich interesującym sposobem finansowania będzie właśnie PPP.

Dodatkowo dla inwestycji w priorytetowe obszary będą stosowane mechanizmy wspierające inwestycje spełniające określone warunki (na przykład certyfikaty dla inwestycji w energię odnawialną).

W celu rozpowszechnienia alternatywnych mechanizmów finansowania ważne jest **prowadzenie wspierających programów edukacyjnych**. Programy tego typu powinny być dostępne w szczególności dla inwestorów w projektach budowania odnawialnych źródeł energii, podnoszenia efektywności energetycznej i rozwoju nowych technologii energetycznych. Inwestorzy ci są rozproszeni i mają zazwyczaj trudniejszy dostęp do tradycyjnych mechanizmów finansowania.

## 2.2. OCENA PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH

Z uwagi na wielkość potrzebnych nakładów inwestycyjnych ważne jest optymalizowanie sposobu wydatkowania pieniędzy.

W tym kontekście należy zwrócić uwagę na finansowanie inwestycji wybranych na bazie szczegółowych analiz ich opłacalności. Podstawowym elementem optymalizacji finansowania jest zastosowanie narzędzi zapewniających wysoką efektywność inwestycji. Kluczowe są tu **przedinwestycyjna analiza opłacalności oraz nadzór inwestorski nad realizacją inwestycji** z punktu widzenia jej efektywnego realizowania. Przedinwestycyjna analiza opłacalności pozwala na wybór najlepszych inwestycji do realizacji. Analizy takie wymagane są w celu odsiania inwestycji nieuzasadnionych ekonomicznie. Ciągły nadzór inwestorski pozwoli na efektywną realizację i optymalizację budżetu oraz czasu realizacji. W tym kontekście ważne jest stosowanie najlepszych praktyk w zakresie **optymalizacji zakupów inwestycyjnych i narzędzi zarządzania projektami inwestycyjnymi**. Inwestorzy powinni przygotować odpowiednie strategie zakupowe dla poszczególnych kategorii i analizować rynek z punktu widzenia atrakcyjności dostawców. Ponadto stosowane metodyki zarządzania projektami powinny umożliwiać odpowiednie raportowanie statusu prac, opóźnień, zmian zakresu i zgodności wydatków z zakładanym budżetem.

Dokładna ocena przedinwestycyjna i nadzór nad efektywnością realizacji inwestycji będą warunkami koniecznymi pozyskania komercyjnych źródeł finansowania i wsparcia inwestorów zagranicznych.

### 2.3. RYZYKO

Jednym z podstawowych elementów w zakresie obniżania kosztów finansowania jest **zarządzanie ryzykiem** związanym z realizacją inwestycji. Ważne jest tu eliminowanie czynników ryzyka i redukcja skutków ich potencjalnej materializacji. Redukcja ryzyka związanego z finansowaniem bezpośrednio wpłynie na obniżenie kosztów finansowania i zwiększenie potencjału finansowania.

**Wysoka kapitałochłonność inwestycji energetycznych i długi okres zwrotu** powodują, że inwestycje w energetyce obciążone są specyficznym ryzykiem. Podstawowe czynniki ryzyka wpływające na finansowanie inwestycji w energetyce to:

- ryzyko przychodu (ceny energii i regulacje taryf),
- ryzyko kosztu (koszt CO<sub>2</sub> i koszt paliw),
- ryzyko regulacyjne (szeroko rozumiane).

Dla efektywnego finansowania inwestycji kluczowe jest określenie przyszłych przepływów pieniądza związanych z realizacją inwestycji i użytkowaniem aktywów powstałych w wyniku inwestycji. Dla określenia przepływu pieniądza należy zaplanować przyszłe przychody i koszty. Obecnie, z uwagi na brak rynku kontraktów terminowych, prognozowanie przyszłych cen i przychodów jest obciążone znacznym ryzykiem. Dla spółek sieciowych niepewność przyszłych przychodów związana jest z niepewnością regulacyjną. Po stronie kosztowej trudne do prognozowania są koszty dostaw paliw, jak również wszystkie koszty związane z realizacją pakietu klimatycznego. W tym kontekście szczególnej niepewności dostarcza rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i warunki rozdziału uprawnień dla nowych instalacji. Znacznym ryzykiem inwestycyjnym obciążone są również dostawy gazu i węgla w perspektywie czasu funkcjonowania powstałych w wyniku inwestycji aktywów.

## 2.4. WNIOSKI

Działania w zakresie umożliwienia finansowania znacznych inwestycji energetycznych do roku 2030 powinny się skupiać na optymalizacji wymagań powodujących powstawanie potrzeb związanych z nowymi inwestycjami oraz na tworzeniu warunków umożliwiających realizację inwestycji przy efektywnym finansowaniu.

Potrzebne są działania w następujących obszarach:

- zdefiniowanie jasnej wizji rozwoju sektora elektroenergetycznego,
- zdefiniowanie modelu rynku z cenami rynkowymi,
- funkcjonowanie rynku kontraktów terminowych,
- uruchomienie rynku mocy (*capacity market*),
- wprowadzenie transparentności przepisów ochrony środowiska,
- usprawnienie rynku paliw,
- promocja konkurencji na rynku elektroenergetycznym.

## 2.5. REKOMENDACJE. SZANSE I ZAGROŻENIA

Działania w pierwszej kolejności powinny skupiać się na utworzeniu nowego modelu regulacyjnego wspierającego finansowanie inwestycji. Jednocześnie ważne jest ciągłe reprezentowanie polskiej energetyki na arenie międzynarodowej i tworzenie warunków do rozwoju narzędzi finansowania w Polsce i przyciąganie zagranicznych inwestorów.

Finansowanie inwestycji w elektroenergetyce	
Działanie	Perspektywa czasowa
Reprezentacja interesów polskiej energetyki na arenie międzynarodowej, w tym negocjacje w zakresie ograniczenia potrzeb inwestycyjnych i skoncentrowanie się na najbardziej efektywnych ekonomicznie inwestycjach (narzędzia: uczestniczenie w różnego rodzaju grupach roboczych na arenie międzynarodowej, re negocjacje wymagań, podnoszenie efektywności energetycznej).	od 2011 do 2030
Stworzenie cen referencyjnych, np. poprzez uruchomienie rynku kontraktów terminowych.	2012
Uwolnienie cen energii dla gospodarstw domowych.	2012
Wprowadzenie regulacji umożliwiających podział korzyści z optymalizacji działalności operacyjnej pomiędzy przedsiębiorstwa regulowane i konsumentów (np. OSD, ciepłownictwo i inne).	2012
Wprowadzenie rynku mocy ( <i>capacity market</i> ).	2015
Realizacja programów zachęcających uczestników międzynarodowych rynków kapitałowych do inwestowania w polskiej energetyce.	od 2011 do 2030, z akcentem na lata do 2015
Wsparcie finansowania komercyjnego i PPP.	do 2030, z akcentem na lata do 2015
Tworzenie programów inwestycyjnych w zakresie wykorzystania środków unijnych.	do 2030, z akcentem na lata do 2015

### Szanse

- Dostępność funduszy unijnych.
- Rozwój rynku, a w tym narzędzi finansowania dużych inwestycji.
- Duże zainteresowanie inwestorów zagranicznych (branżowych i finansowych) polskim rynkiem energetycznym.
- Dywersyfikacja źródeł finansowania.
- Selekcja najbardziej efektywnych inwestycji do realizacji (przy pomocy komercyjnych narzędzi ewaluacji projektów).
- Presja na efektywną realizację inwestycji (przez interesariuszy zaangażowanych w finansowanie).
- Rozwój krajowego rynku kapitałowego.
- Rozwój partnerstwa publiczno-prywatnego.

### Zagrożenia

- Presja na wzrost cen energii wynikająca z potrzeby pokrycia nakładów inwestycyjnych.
- Realizacja inwestycji nieuzasadnionych ekonomicznie.
- Niedojrzałość wielu technologii energetycznych.
- Niepewność przyszłych regulacji (szczególnie w zakresie ochrony środowiska).
- Ograniczenie generowania funduszy z działalności bieżącej (przy braku motywacji do optymalizacji działalności operacyjnej).
- Duże zapotrzebowanie na finansowanie w sektorze energetycznym w innych krajach (konkurencja o kapitał).
- Niepewność w zakresie cen paliw i ciągłości ich dostaw.
- Zwiększenie nacisku na wymagania związane z bezpieczeństwem operacyjnym (szczególnie w energetyce jądrowej).

#### **Podstawowe dokumenty wykorzystane w pracy:**

1. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
2. Raport „Polska 2030. Wyzwania rozwojowe”.
3. Raport Banku Światowego „Transition to a low-emissions economy In Poland”.
4. White Paper – Biała Księga Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Ciepłarnianych.
5. Zielona Księga Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Ciepłarnianych.
6. Loch Alpine technical paper.
7. Materiały z konferencji „Finansowanie inwestycji energetycznych” zorganizowanej przez Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności ETA oraz Społeczną Radę Narodowego Programu Redukcji Emisji.



**Magdalena Śliwka**

## **Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście wykorzystania węgla – innowacyjność, czyste technologie węglowe<sup>1</sup>**

### **1. WPROWADZENIE**

Prognoza zawarta w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku” zakłada, że jednym z najważniejszych surowców gwarantujących Polsce w najbliższych kilkunastu latach bezpieczeństwo energetyczne będzie węgiel. Póki co, polska energetyka jest oparta na wykorzystaniu węgla (zob. opracowanie M. Woszczyka w tym raporcie). Jednocześnie Polska jako członek UE jest zobowiązana do realizacji „pakietu 3 × 20”, którego jednym z elementów jest redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 20% do 2020 r., a ambitne plany dotyczące wprowadzenia w UE gospodarki niskowęglowej zakładają praktycznie odejście od tego surowca. Rzeczpospolita Polska jest członkiem UE, co oznacza konieczność przestrzegania prawa UE i realizacji polityki europejskiej. Czy jednak stać nas na pełne odejście od tego surowca? Kreśląc pesymistyczne scenariusze związane z realizacją gospodarki niskowęglowej, Bank Światowy prognozuje obniżenie polskiego PKB i zwiększenie

---

<sup>1</sup> Autorka tego rozdziału dziękuje dr. Mariuszowi Sworze za cenne uwagi i pomoc w przygotowaniu tekstu.

szenie stopy bezrobocia w perspektywie do 2030 r. Polska, realizując politykę klimatyczną UE, nie może radykalnie odejść od węgla, przy założeniu dobrej woli i zaangażowania w realizację innych aspektów polityki klimatycznej, związanych przede wszystkim z efektywnością energetyczną i promocją odnawialnych źródeł energii i kogeneracji. Polityka klimatyczna jest jednak źródłem niepewności, jeżeli chodzi o decyzje dotyczące polskiej energetyki węglowej. Innym źródłem niepewności jest kwestia gazu łupkowego, którego wydobywanie daje nadzieję na oparcie bezpieczeństwa surowcowego naszego kraju na kolejnym ważnym surowcu energetycznym. Póki co jednak, gaz łupkowy nie jest wydobywany na skalę przemysłową, a wielkość pokładów tego surowca nie została jeszcze ostatecznie potwierdzona.

Sektor węglowy ma potencjał innowacyjności, który może być wykorzystany jako argument na rzecz dalszej przydatności węgla jako surowca energetycznego. Aby obniżyć wysokość emitowanych gazów w procesie spalania węgla, istnieje potrzeba zastosowania czystych technologii węglowych, których powstawanie uzależnione jest od dostępnych źródeł finansowania i sposobu prowadzenia polityki innowacyjnej. Brak inwestycji pozwalających na redukcję emisji oznaczać będzie obowiązek zakupu uprawnień, które negatywnie wpłyną na wzrost cen wytwarzanej energii. Natomiast rekompensatą za wysokie nakłady w rozwój czystych technologii może być późniejsza możliwość sprzedaży wytworzonych technologii. Drugim elementem wpływającym na cenę energii produkowanej z węgla jest cena samego surowca. Aby była ona maksymalnie konkurencyjna, należy dokończyć restrukturyzację w sektorze górniczym, zwiększając jego efektywność oraz racjonalizując wykorzystanie surowca.

Udział energetyki w emisji CO<sub>2</sub> wynosi 46%, co oznacza, że ograniczając emisję, powinniśmy brać pod uwagę również inne sektory (np. transport: transport ciężki powinien się odbywać koleją). Ograniczenie emisji w innych sektorach oraz wzrost efektywności energetycznej pozytywnie wpłynie na całociowy bilans emisji.

W dalszej części pracy zostaną przedstawione trzy główne elementy wpływające na efektywność i koszty energetyki opartej na węglu: dokończenie restrukturyzacji, prywatyzacja i modernizacja kopalń, koncepcja podatku węglowego oraz rozwój nowych, innowacyjnych technologii.



## 2. STAN OBECNY, PROGNOZY DOTYCZĄCE WYKORZYSTANIA WĘGLA I ZMIAN W SEKTORZE GÓRNICZYM, WNIOSKI

### 2.1. GÓRNICTWO – EFEKTYWNOŚĆ I RESTRUKTURYZACJA

Polska jest dziewiątym producentem węgla na świecie. W 2009 r. 93,7% krajowej energii wytworzone zostało przy użyciu węgla. Obecnie udokumentowane zasoby węgla gwarantują Polsce wydobycie węgla przez około 100 lat. Należy jednak kontynuować rozpoznawanie zasobów węgla oraz realizować inwestycje w nowe pola wydobywcze. Niezbędna jest również ochrona złóż, w celu uniknięcia nieprzewidywalności, jakie zostały przedstawione w ostatnim raporcie NIK-u, jak np.: wybiórcze eksploatowanie najbardziej opłacalnych zasobów, niewielkie ich wykorzystanie, utrudnianie lub uniemożliwianie dostępu do zasobów, a czasem nawet ich niszczenie.

Należy dokończyć proces restrukturyzacji sektora, który zwiększy efektywność, umożliwiając tym samym możliwość konkurencyjności z węglem importowanym. W tym celu sektor górniczy powinien zwiększyć nakłady na **rozwój nowych technologii, przystąpić do zmian zwiększających efektywność i wydajność pracy**, a w dalszej kolejności ewentualnie zwiększyć wydobycie, jeżeli będzie zainteresowanie nabywaniem węgla z Polski. W celu poprawy konkurencyjności muszą zostać zrealizowane inwestycje, od których uzależniony będzie wzrost efektywności. „Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015” wskazuje, że działalność inwestycyjna powinna mieć głównie charakter odtworzeniowo-modernizacyjny w zakresie niezbędnym do utrzymania ciągłości ruchu zakładu górniczego.

Prywatyzacja od początku lat 90. wywoływała ogromny sprzeciw związków zawodowych, domagających się podwyżek, gwarancji zatrudnienia i innych zabezpieczeń niewynikających z rentowności przedsiębiorstw. Takie działania negatywnie wpływają na sytuację poszczególnych spółek oraz na całą gospodarkę i całe społeczeństwo, które zostaje obciążone kosztami takich działań. W tym kontekście konieczne jest kontynuowanie prywatyzacji wybranych kopalń, przy

zachowaniu pakietu kontrolnego w ręku państwa oraz przy udziale górników, minimalizując potencjalne negatywne konsekwencje związane z tym procesem, informując ich o planowanych działaniach i włączając ich do procesu decyzyjnego. Włączanie w proces decyzyjny ma przede wszystkim zagwarantować im wiedzę na temat przyszłości sektora, a nie forsowanie korzystnych dla nich zapisów. Należy przedstawić również wyliczenia pokazujące koszty, jakie poniesie gospodarka z tytułu uprawnień przyznanych górnikom.

Sektor górniczy po przeprowadzeniu reform powinien się charakteryzować wysokim bezpieczeństwem pracy, nowoczesnym i innowacyjnym procesem produkcji, niskim stopniem negatywnego oddziaływania na środowisko, a pracodawcom powinno to umożliwić większą elastyczność w zatrudnianiu.

## 2.2. PODATEK WĘGLOWY

Wpływ na konkurencyjność węgla jako surowca energetycznego, a poprzez to na wzrost cen energii, może mieć proponowany obecnie przez UE podatek węglowy, który jest kolejnym elementem mającym wspierać tworzenie gospodarki niskoemisyjnej. Próba wprowadzenia tego podatku, polegająca na przejściu z systemu opartego na opodatkowaniu ilości wykorzystanej energii do systemu uzależnionego od rodzaju energii i emisji CO<sub>2</sub>, może **negatywnie wpłynąć na konkurencyjność polskiej gospodarki**. Należy również zwrócić uwagę na to, że propozycja Komisji Europejskiej została sformułowana w okresie kryzysu gospodarczego, skutkującego niepewnością co do dalszych losów strefy euro. Troska o ochronę środowiska jest ważnym elementem, ale przy wprowadzaniu mechanizmów mających w tym pomóc, należy przedstawiać dokładne analizy ekonomiczne pokazujące wpływ poszczególnych instrumentów na rozwój gospodarki. Kryzys ujawnił, że zarówno poszczególne państwa, jak i cała Unia, powinny być elastyczne, powinny dostosowywać się do aktualnej sytuacji; dotyczy to również polityki klimatycznej – jeśli trzeba, należy zrewidować politykę energetyczno-klimatyczną.

### 2.3. INNOWACYJNOŚĆ I CZYSTE TECHNOLOGIE WĘGLOWE

Większość istniejących mocy wytwórczych w Polsce oparta jest na węglu, w czasie spalania którego powstaje CO<sub>2</sub>. Nie ma jednak zgody na temat oceny wpływu CO<sub>2</sub> na środowisko, istnieją liczne głosy, że zmiany klimatu od zawsze występowały na kuli ziemskiej i nie jest to związane z działalnością człowieka. Nie należy tego rozumieć jako zachęty do ignorowania spraw związanych z ochroną środowiska, ale rzeczywiste zmniejszenie emisji CO<sub>2</sub> będzie możliwe tylko w przypadku skoordynowanej polityki w skali całego globu. W przeciwnym wypadku redukcja emisji tylko przez UE finalnie podniesie wielkość emisji, ponieważ przemysł energochłonny zostanie przeniesiony w miejsca, gdzie takie przepisy nie obowiązują, co spowoduje dodatkową emisję w rezultacie dodatkowego transportu (tzw. *carbon leakage*).

Chcąc wywiązać się z zobowiązań „pakietu 3 × 20” oraz „Mapy drogowej wprowadzenia gospodarki niskoemisyjnej do 2050 roku”, a także ze względu na prognozy zakładające, że złoża gazu i ropy naftowej mniej więcej do roku 2050 zostaną mocno uszczuplone, należy zintensyfikować badania w zakresie rozwoju nowych, innowacyjnych technologii umożliwiających wykorzystywanie dostępnych zasobów węgla, pozwalających UE konkurować z USA czy państwami BRIC (Brazylia, Rosja, Indie, Chiny). Nowe technologie mają zwiększyć sprawność energii uzyskiwanej z węgla, a także zmniejszyć emisję gazów. Budowa nowoczesnych, wysokosprawnych technologii ma pomóc w zmianie gospodarki z wysokoemisyjnej na niskoemisyjną. Jednym z rozwiązań mających pomóc w zmianach ku gospodarce niskoemisyjnej są **czyste technologie węglowe** (CTW), uznawane za rozwiązania następnej generacji, mające zapewnić większą sprawność i efektywność energetyczną.

Jedną z rozwijanych technologii CTW jest **zgazowanie węgla**. Głównym liderem badań nad rozwojem tej technologii są Stany Zjednoczone. Jednak od kilku lat również Europa przeznaczająca środki na rozwój badań. Technologia ta obecnie gwarantuje najwyższą sprawność energetyczną w procesie spalania węgla. Główną przeszkodą w jej wdrażaniu są jednak nadal wysokie koszty inwesty-

cyjne. Niemniej przewiduje się, że zgazowywanie węgla będzie odgrywało coraz większą rolę w wytwarzaniu energii. Jedną z metod zgazowania jest podziemne zgazowanie, które jest procesem złożonym i trudnym do realizacji, ale pozwala na zgazowanie surowca w miejscu wydobycia i odbiór na powierzchni już wytworzonego gazu. Polska jest jednym z państw, które realizują projekty w zakresie zgazowywania węgla. Pomyślna próba odbyła się w 2010 r. w kopalni „Barbara”. Projekt ten może zmienić funkcjonowanie kopalni, z których zamiast węgla będziemy bezpośrednio otrzymywać energię elektryczną, dodatkowo zatrzymując przynajmniej część produktów ubocznych, w tym CO<sub>2</sub>, pod ziemią. Dodatkowym argumentem przemawiającym za tym rozwiązaniem jest możliwość wykorzystywania złóż niebezpiecznych lub zbyt kosztownych do eksploatacji z punktu widzenia obecnie dostępnych technologii.

Innym przykładem kreatywnego podejścia do wydobywania węgla jest **wykorzystanie metanu z odmetanowienia kopalń do produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu**. Istniejące instalacje, w tym układy kogeneracyjne i trójgeneracyjne (JSW SA), charakteryzują się wysoką sprawnością, pozwalając obniżyć koszty zewnętrzne zakupu energii elektrycznej (również wskutek przyjęcia systemu wsparcia dla energii produkowanej z metanu). Ten kierunek dobrze wpisuje się w politykę zrównoważonego rozwoju, uwzględniając elementy ochrony środowiska i efektywność surowcowo-ekonomiczną w działalności kopalń.

Głównym obszarem zainteresowania Unii Europejskiej jest przede wszystkim system wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> (CCS). Początkowo również w Polsce było wielu zwolenników geologicznego składowania CO<sub>2</sub> w byłych kopalniach, upatrujących w tym wielką szansę gospodarczą dla Polski. Parlament Europejski i Rada uchwaliły, że ocena skuteczności CCS zostanie podjęta po wybudowaniu 12 demonstracyjnych instalacji przemysłowych, z których dwie są zlokalizowane na terytorium Polski. Coraz częściej jednak pojawiają się głosy przeciwników tej koncepcji, nie tylko ze względu na potencjalne zagrożenia, jakie mogą wystąpić podczas procesu przesyłania i składowania CO<sub>2</sub>, ale także ze względu na wysokie koszty proponowanej technologii.

### 3. WNIOSKI

Polska jest krajem posiadającym największe zasoby węgla w UE i nie stać jej na rezygnację z tych zasobów w tempie i zakresie przewidywanym w polityce UE. Należy zintensyfikować działania w zakresie rozwoju nowych technologii pozwalających zwiększyć sprawność energetyczną oraz wywiązać się z zobowiązań nałożonych przez „pakiet 3 × 20”. Rozwój technologii i możliwość ich odsprzedawania wpłynie pozytywnie na polską gospodarkę. Uzależniony jest on jednak od odpowiednich nakładów finansowych na badania. Drugą ważną kwestią jest dokończenie restrukturyzacji i przeprowadzenie prywatyzacji wybranych przedsiębiorstw w celu zwiększenia efektywności i zapewnienia możliwości konkurowania z węglem importowanym.

Mimo bezsprzecznej potrzeby dbania o ochronę środowiska i podejmowania działań mających temu służyć w sytuacji braku zgody co do faktycznego wpływu CO<sub>2</sub> na środowisko oraz w związku z ostatnim kryzysem gospodarczym, który negatywnie wpłynął na całą gospodarkę unijną, warto zastanowić się, jeśli nie nad rewizją polityki klimatycznej, to przynajmniej nad powstrzymaniem się przez UE od wprowadzania nowych obowiązków finansowych, wpływających na kondycję gospodarki. Ponadto UE powinna być traktowana jako całość i jako cała wspólnota polityczna powinna dbać o redukcję emisji, uwzględniając przy tym specyfikę poszczególnych krajów i energii przez nie wytwarzanej oraz uwzględniając poziom rozwoju gospodarczego poszczególnych członków. Unia Europejska powinna intensywniej realizować politykę energetyczną pozwalającą rozwijać energetykę charakterystyczną dla danego kraju unijnego. Taka dywersyfikacja źródeł wytwarzania energii pozwoli, w ramach mechanizmu solidarnościowego i budowanych połączeń transgranicznych, na dostarczanie energii krajom, które w warunkach kryzysowych zostaną pozbawione swoich źródeł energii. Taki *energy mix* może pozytywnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne całej UE.

## Rekomendacje

- Jednoznaczne rozstrzygnięcie na szczeblu Unii Europejskiej i w polityce krajowej co do szans wykorzystania węgla w perspektywie do 2050 r., połączone z dostosowaniem odpowiednich instrumentów polityki klimatycznej. Przy założeniu woli utrzymania roli węgla jako surowca energetycznego konieczne jest przede wszystkim niedopuszczenie do wprowadzenia podatku węglowego oraz dalszego pogłębiania celów ilościowych „pakietu 3 × 20”.
- Wzrost nakładów na rozwój badań i projektów pilotażowych w zakresie wykorzystania innowacyjnych czystych technologii węglowych (CTW), połączone z przyjęciem odpowiednich zapisów w „Polityce energetycznej Polski do 2030 roku”.
- Dalsza prywatyzacja i restrukturyzacja kopalń, połączona z powiązaniem wynagrodzeń i innych uprawnień pracowników z wynikami osiąganymi przez poszczególne spółki.
- Wzmocnienie nadzoru właścicielskiego i specjalistycznego w zakresie efektywności pracy kopalń, w tym efektywności wykorzystania pokładów surowca.

## Szanse

- Węgiel, gwarantując stałość dostaw, zapewnia Polsce bezpieczeństwo energetyczne.
- Zmniejszenie emisji poprzez zwiększenie efektywności gospodarczej (np. termoizolacja budynków).
- Rozwój badań nad innowacyjnymi rozwiązaniami (np. czystymi technologiami węglowymi) i sprzedaż wytworzonych technologii szansą dla rozwoju całej gospodarki.
- Czyste technologie węglowe umożliwią realizację zobowiązań „pakietu 3 × 20”.
- Wzrost „świadomości energetycznej Polaków” – wiedzy na temat zużywanej energii, odpowiedniego gospodarowania zasobami i dostarczaną energią.
- Racjonalne i efektywne wykorzystanie surowców zapewni nam dłuższy proces eksploatacji.

## Zagrożenia

- Zbyt intensywna polityka mająca ograniczać emisję CO<sub>2</sub> może ograniczyć wzrost gospodarczy. Dekarbonizacja może wpłynąć negatywnie na konkurencyjność polskiej gospodarki.
- Brak zainteresowania ze strony kopalni w rozwijaniu nowych technologii.
- Sprzeciw związkowców wobec dokończenia procesu restrukturyzacji i prywatyzacji, forsowanie kolejnych przywilejów górniczych.

### **Podstawowe materiały wykorzystane w pracy:**

1. K. Gatner, Układy energetyczne wykorzystujące metan z odmetanowania kopalń w JSW S.A. jako element lokalnego rynku energii, „Polityka Energetyczna” z 2007, t. 10, z. 2.
2. W. Blaschke, Wytwarzanie energii z „czystego” czy brudnego węgla (w:) Czynniki energetyczne w polityce gospodarczej, red. nauk. J. Tarajkowski, PTPN, Poznań 2010.
3. Raport Banku Światowego, Transition to Low – Carbon Economy in Poland, World Bank, February 2011.
4. Materiały Społecznej Rady Narodowego Programu Redukcji Emisji
5. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/406/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do roku 2020 zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych, Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 136.
6. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 63.
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006, Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 114.
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE, Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 94.
9. Polisa na niezależność energetyczną. Mapa drogowa CCS dla Polski, [www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252FPolen\\_web\\_final.pdf](http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252FPolen_web_final.pdf).
10. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku.
11. S. Tokarski, J. Janikowski, Priorytety polskiej prezydencji. Czy energia w Polsce będzie najdroższa?, „Polska Energia” nr 3–4/2011, [www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252Fprioryt\\_prezycenc.pdf](http://www.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fpliki%252F2%252Fprioryt_prezycenc.pdf).
12. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 994/2010 z dnia 20 października 2010 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE, Dz. Urz. UE L 295 z 12.11.2010, s. 1.





© Copyright by Instytut Obywatelski  
Warszawa 2011

Publikacja dostępna na stronie:  
*[www.instytutobywatelski.pl](http://www.instytutobywatelski.pl)*

Skład i łamanie  
*Grzegorz Szatan*

Projekt okładki  
*Marcin Tas*

Korekta  
*Agnieszka Bąk*

Druk:  
*Drukarnia Efekt*

**Institut Obywatelski** jest formułą realizowania przez partię Platforma Obywatelska Rzeczypospolitej Polskiej działalności eksperckiej i wydawniczo-edukacyjnej, związanej z działalnością statutową. Institut Obywatelski stanowi ekspercki think tank badawczo-analityczny. Głównym celem Instytutu Obywatelskiego jest promowanie i upowszechnianie idei obywatelskości, wskazanie konieczności zaangażowania obywateli w życie publiczne, wypracowanie mechanizmów współpracy umożliwiających i rozwijających kooperację pomiędzy politykami różnych szczebli, przedstawicielami mediów i obywatelami.

Działalność Instytutu sprowadza się między innymi do:

- prowadzenia projektów badawczych i analitycznych pomagających budować społeczeństwo obywatelskie;
- inicjowania debat społecznych angażujących polityków różnych szczebli, dziennikarzy, naukowców, przedstawicieli organizacji pozarządowych i działaczy społecznych, a także samych obywateli;
- wskazywania zagrożeń dla jakości życia publicznego; proponowania usprawnień i wypracowania narzędzi wspomagających rozwój społeczeństwa obywatelskiego.

Instytut prowadzi badania, przygotowuje raporty i analizy, prowadzi warsztaty dotyczące istotnych kwestii związanych ze społeczeństwem obywatelskim, współpracując z gronem ekspertów z różnych ośrodków akademickich i naukowych.

Główne pola zainteresowań i działalności Instytutu Obywatelskiego to:

- Obywatelska Polityka,
- Obywatelskie Społeczeństwo
- Obywatelska Europa
- Obywatelska Gospodarka
- Obywatelska Kultura



ul. Wiejska 14 lok. 5  
00-490 Warszawa  
[www.institutobywatelski.pl](http://www.institutobywatelski.pl)  
[biuro@institutobywatelski.pl](mailto:biuro@institutobywatelski.pl)