

Ocena realizacji
Polityki energetycznej Polski do 2030 roku

Spis treści

1. Uwarunkowania	3
1.1. Uwarunkowania społeczno-gospodarcze	3
1.1.1. Trendy w gospodarce globalnej i dynamika cen surowców energetycznych na rynkach światowych	3
1.1.2. Dynamika wzrostu gospodarczego w Polsce. Energo- i elektrochłonność gospodarki narodowej. Wytwarzanie energii elektrycznej	4
1.1.3. Uwarunkowania demograficzne i społeczne. Zużycie energii w gospodarstwach domowych	7
1.2. Rozwój rynków energii	8
1.2.1. Rynek energii elektrycznej	8
1.2.2. Rynek gazu ziemnego	9
1.2.3. Rynek ciepła	9
1.2.4. Rynek paliw ciekłych	10
1.2.5. Rynek węgla	10
1.3. Uwarunkowania ponadnarodowe	12
1.3.1. Polityka energetyczna UE	12
1.3.2. Polityka klimatyczna UE	14
1.3.3. Rozwój połączeń międzysystemowych	15
1.4. Nowe perspektywy rozwojowe sektora energetycznego	16
1.4.1. Poszukiwania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych	16
1.4.2. Absorpcja środków z funduszy UE przez sektor energetyczny	16
1.4.3. Przekształcenia własnościowe w sektorze energetycznym	17
1.4.4. Wdrożenie energetyki jądrowej	18
2. Wskaźniki monitorowania realizacji <i>Polityki energetycznej Polski do 2030 roku</i>	19
3. Ocena realizacji priorytetów <i>Polityki energetycznej Polski do 2030 roku</i>	23
3.1. Priorytet I. Poprawa efektywności energetycznej	23
3.2. Priorytet II. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii	25
3.2.1. Wzrost bezpieczeństwa dostaw węgla	25
3.2.2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej	27
3.2.3. Wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego	30
3.2.4. Wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	32
3.2.5. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ciepła	35
3.3. Priorytet III. Dywersyfikacja struktury wytwarzania poprzez wprowadzenie energii jądrowej	36
3.4. Priorytet IV. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw	39
3.5. Priorytet V: Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii	41
3.5.1. Rynek energii elektrycznej	41
3.5.2. Rynek gazu ziemnego	44
3.6. Priorytet VI. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko	46
4. Wnioski i rekomendacje	49
Wykaz skrótów	57

1. Uwarunkowania

1.1. Uwarunkowania społeczno-gospodarcze

1.1.1. Trendy w gospodarce globalnej i dynamika cen surowców energetycznych na rynkach światowych¹

W 2009 r. po raz pierwszy w okresie powojennym odnotowano ujemną dynamikę PKB w gospodarce światowej (-0,5%). W 2010 r. w gospodarce globalnej nastąpiła częściowa odbudowa produkcji, której wolumen zwiększył się o 5%, w tym w krajach rozwiniętych gospodarczo o 3%. Z kolei w 2011 r. ożywienie produkcji światowej wyraźnie osłabło – wzrost wyniósł 3,9%, w tym w krajach rozwiniętych gospodarczo 1,6%. W 2012 r. nastąpiło dalsze spowolnienie wzrostu produkcji w gospodarce światowej (z 4,0 do 3,2%). W krajach rozwiniętych gospodarczo wzrost produkcji wyniósł zaledwie 1,2% (strefa euro i UE jako całość ponownie zostały dotknięte recesją).

Koniunktura na rynkach surowcowych w omawianym okresie wykazywała silną zależność od ogólnej sytuacji w gospodarce światowej. Między latami 2002 a 2008 realne ceny surowców energetycznych zwiększyły się blisko 4-krotnie, co spowodowane było pomyślną koniunkturą w gospodarce światowej. W II półroczu 2008 r., w warunkach światowego kryzysu finansowego i gospodarczego, nastąpiło załamanie cen – w ciągu kilku miesięcy przeciętny poziom cen surowców obniżył się o połowę, w tym surowców energetycznych niemal o 2/3.

Faza załamania okazała się jednak krótkotrwała. Już na początku 2009 r. rozpoczęła się stopniowa odbudowa notowań cenowych, utrzymująca się do kwietnia 2009 r. Indeks cen surowców zwiększył się w tym okresie ponad dwukrotnie – do poziomu nieznacznie (o 7,5%) ustępującego rekordowemu z lipca 2008 r. Szczególnie silny był wzrost cen surowców energetycznych (o 123,8%, w tym ropy o 81,2%). Następnie od maja 2011 r. do końca I kwartału 2012 r. tendencja wzrostowa ustąpiła słabej tendencji spadkowej – przeciętny poziom cen surowców obniżył się o 14,3%, po czym od połowy 2012 r. zarysował się ponownie nieznaczny wzrost cen.

Tabela 1. Zmiany cen surowców energetycznych na rynkach światowych w latach 2008-2012

	j.m.	VII 2008	XII 2008	IV 2011	III 2012
Surowce energetyczne ogółem	2005=100	246,44	89,12	207,49	202,98
Ropa naftowa	USD/baryłkę	132,83	41,34	116,24	117,79
Gaz ziemny	USD/mln Btu	14,37	15,50	10,36	11,97
Węgiel energetyczny	USD/t	180	78,65	122,34	105,08

Źródło: Opracowanie własne [za:] *Koniunktura gospodarcza świata i Polski w latach 2010-13*, Instytut Badań Rynku, Konsumpcji i Koniunktur, Warszawa 2012.

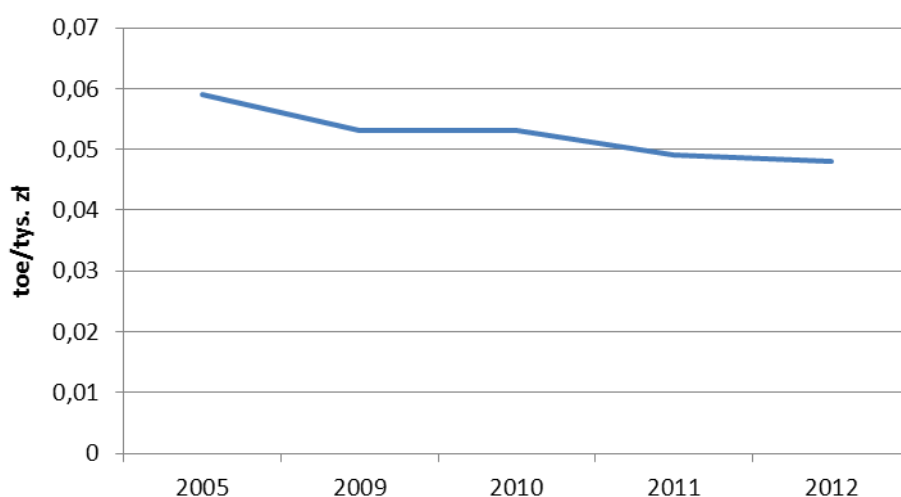
¹ Opracowano na podstawie: *Koniunktura gospodarcza świata i Polski w latach 2009-12*, Instytut Badań Rynku, Konsumpcji i Koniunktur, Warszawa 2011, *Koniunktura gospodarcza świata i Polski w latach 2010-13*, IBRKK, Warszawa 2012, *Koniunktura gospodarcza świata i Polski w latach 2011-14*, IBRKK, Warszawa 2013.

1.1.2. Dynamika wzrostu gospodarczego w Polsce². Energo- i elektrochłonność gospodarki narodowej³. Wytwarzanie energii elektrycznej⁴

Okres silnego wzrostu gospodarczego Polski, zapoczątkowany w 2004 r., kontynuowany był do połowy 2008 r. Impuls wzrostowy związany był w szczególności z wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej. W 2009 r. wzrost PKB wyniósł 1,8% i był najniższy od czasów spowolnienia gospodarczego lat 2001-2002 – pierwsze trzy kwartały tego roku charakteryzowały się znacznym spowolnieniem, a dopiero w ostatnim kwartale wzrost gospodarczy przyspieszył do 3,0%. Do odbudowy aktywności gospodarczej doszło już na początku 2010 r. Wzrost PKB w 2010 r. wyniósł 3,8%. Stabilny i trwały wzrost polskiej gospodarki spowodował, że poziom PKB w 2011 r. był o ponad 10%, a w 2012 r. – o niemal 13% wyższy niż w 2008 r., czyli w okresie, zanim w większości krajów ujawniły się efekty kryzysu.

Energochłonność gospodarki, rozumiana jako zużycie końcowe energii w stosunku do PKB, wyniosła w 2009 r. 0,051 toe/tys. zł i była niższa o 12% od poziomu z 2005 r. W 2010 r. wskaźnik ten wzrósł nieznacznie do 0,053 toe/tys. zł, by w 2011 r. osiągnąć 0,049 toe/tys. zł w 2011 r. i 0,048 toe/tys. zł w 2012 r.⁵

Wykres 1. Energochłonność gospodarki w latach 2005-2012



Źródło: Opracowanie własne [za:] Agencja Rynku Energii S.A.

² Opracowano na podstawie: *Raport o stanie gospodarki*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa (edycje z lat 2009-2012).

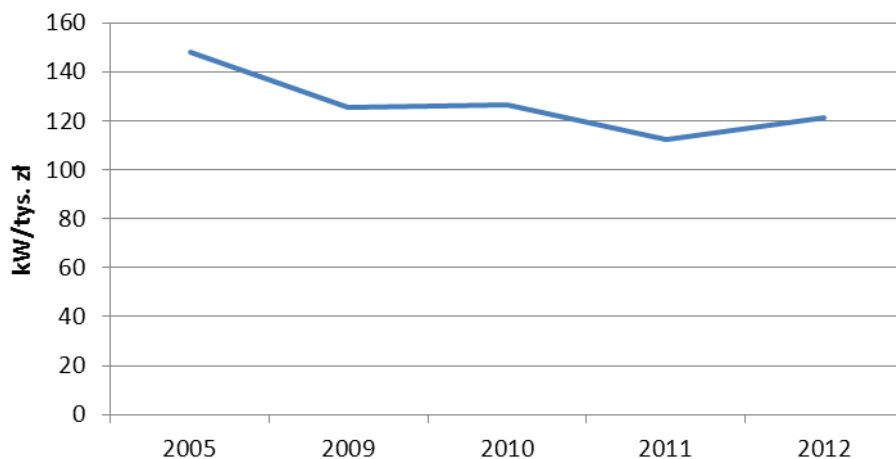
³ Opracowano na podstawie: Agencja Rynku Energii S.A.

⁴ Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl

⁵ Wysoka energochłonność wynika zarówno z faktu, że kraj opiera swoją produkcję na wytwarzaniu dóbr nisko przetworzonych, a zatem energochłonnych, jak i na zastosowaniu procesów mniej zaawansowanych technologicznie w produkcji. Ponadto charakteryzuje ona kraje posiadające własne zasoby energii możliwe do uzyskania stosunkowo niskim kosztem. Przykładem takiego państwa są Stany Zjednoczone. W przypadku państw Unii Europejskiej spadek energochłonności, w tym elektrochłonności związany jest z transformacją gospodarek na bardziej zaawansowane i mniej energochłonne procesy oraz na zmianę struktury produkcji. W latach 2008-2012 energochłonność w Polsce zmniejszyła się o 12%.

Elektrochłonność gospodarki, która określa stosunek krajowego zużycia energii elektrycznej do PKB również ulega spadkowi – od 2005 r. poziom elektrochłonności gospodarki spadł z 148,2 do 125,5 kW/tys. zł w 2009 r. W 2010 r. wystąpił nieznaczny wzrost wskaźnika do 126,3 kW/tys. zł, ale już w 2011 r. wyniósł on 112,6 kW/tys. zł, a w 2012 r. – 121,1 kW/tys. zł. Spadek wartości obu indeksów wskazuje, że potrzeba coraz mniej energii na wytworzenie jednostki PKB.

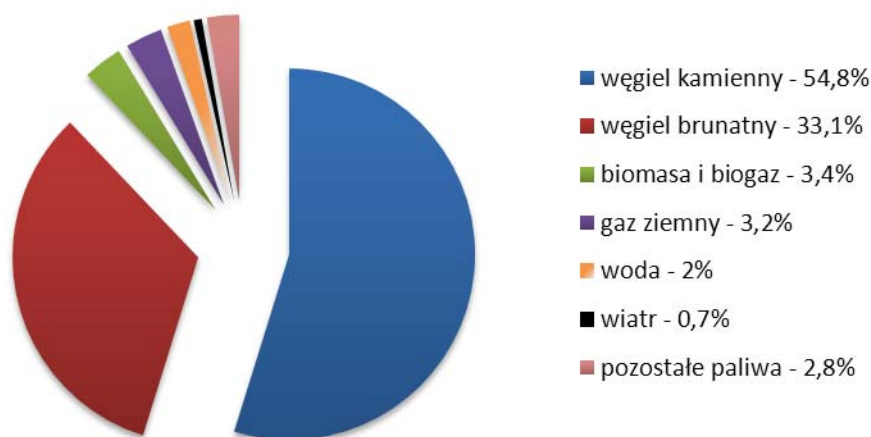
Wykres 2. Elektrochłonność gospodarki w latach 2005-2012



Źródło: Opracowanie własne [za:] Agencja Rynku Energii S.A.

Krajowe zużycie energii brutto wyniosło w 2009 r. 94,7 Mtoe i było o 3,5% niższe w stosunku do roku poprzedniego, natomiast w 2010 r. przekroczyło poziom z 2008 r. i osiągnęło 100,8 Mtoe, zaś w 2011 r. wzrosło nieznacznie o 0,3% do poziomu 101,2 Mtoe. W 2012 r. odnotowano ponowny spadek zużycia energii (o 3,2%) do poziomu blisko 98 Mtoe.

Wykres 3. Produkcja energii elektrycznej wg nośników w 2009 roku

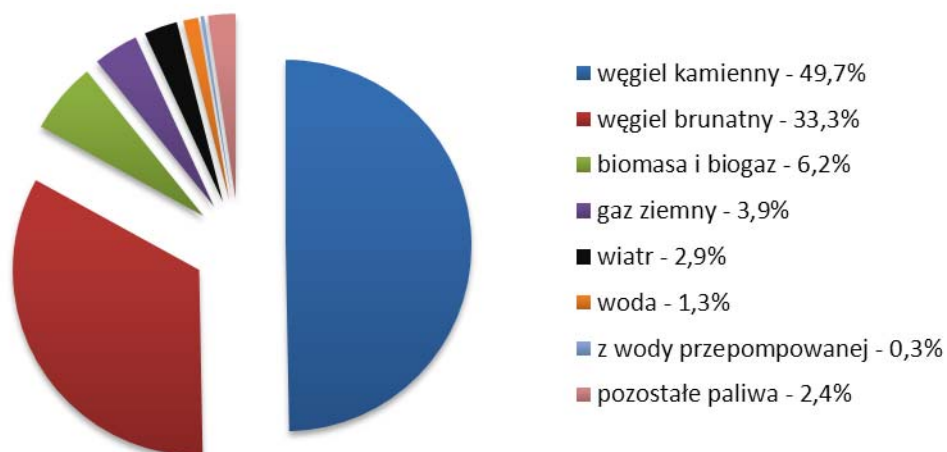


Źródło: Opracowanie własne [za:] Statystyka elektroenergetyki 2009, Agencja Rynku Energii S.A.

Tendencja wzrostowa dotycząca zarówno zapotrzebowania na moc, jak i krajowego zużycia energii elektrycznej, po niewielkim załamaniu w 2009 r. została przywrócona. **Struktura produkcji energii elektrycznej** w rozpatrywanym okresie nie uległa większym zmianom. Nadal zdecydowane znaczenie

mają dwa główne paliwa: **węgiel kamienny i brunatny**, a udział produkcji z tych paliw oscyluje w okolicach 90% (w 2012 r. wyniósł on 88,6%). Na uwagę zasługuje jednak utrzymujący się od kilku lat systematyczny wzrost produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE). W 2012 r. zwiększył się udział węgla brunatnego w procesie wytwarzania energii elektrycznej.

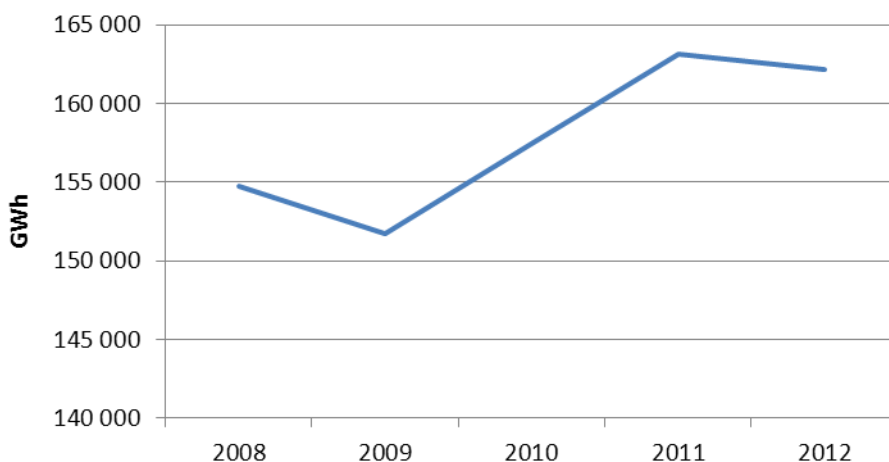
Wykres 4. Produkcja energii elektrycznej wg nośników w 2012 roku



Źródło: Opracowanie własne [za:] Statystyka elektroenergetyki 2012, Agencja Rynku Energii S.A.

Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju w 2009 r. kształtowała się na poziomie 151 697 GWh i była niższa o ponad 2% niż w 2008 r. Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2010 r. ukształtował się na poziomie 157 414 GWh, co spowodowane było zwiększeniem zapotrzebowania na energię elektryczną związanym z wyższą dynamiką wzrostu gospodarczego. Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2011 r. wyniósł 163 153 GWh i był wyższy, już drugi rok z rzędu, o ponad 4% w stosunku do roku poprzedzającego. Z kolei w 2012 r. wyprodukowano 162 139 GWh, nieznacznie mniej niż w 2011 r.

Wykres 5. Produkcja energii elektrycznej brutto w latach 2008-2012



Źródło: Opracowanie własne [za:] Agencja Rynku Energii S.A.

W 2009 r. **krajowe zużycie energii elektrycznej** wyniosło 148 718 GWh i było niższe o blisko 4% od zużycia w 2008 r. W 2010 r. krajowe zużycie energii elektrycznej wzrosło do 156 060 GWh, osiągając niemal poziom z 2008 r., w 2011 r. wyniosło 157 910 GWh (wzrost o ok. 2% w stosunku do 2010 r.), zaś w 2012 r. stanowiło 157 013 GWh i było niższe o blisko 0,6% niż w 2011 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc stanowiło 20 615 MW i spadło o 2,7%, natomiast maksymalne zapotrzebowanie wyniosło 24 594 MW i spadło o 2,1% w stosunku do 2008 r.

W 2012 r. nieznacznie, bo o 0,25% wzrósł poziom rezerw mocy dyspozycyjnej dostępnej dla operatora systemu przesyłowego (OSP). W poprzednich latach poziom rezerw mocy dyspozycyjnej systematycznie spadał, przy czym największy spadek zanotowany został w 2010 r. – w stosunku do 2009 r. o niemal 24% (w ujęciu średniorocznym).

Roczne **zużycie energii elektrycznej na mieszkańca** stale rośnie. Jeszcze w 2000 r. wynosiło 3592 kWh/mieszkańca, a w analizowanym okresie przekraczało poziom 4000 kWh/miesz. Pewnym odstępstwem cechuje się wartość tego wskaźnika z 2009 r., kiedy zużycie energii elektrycznej wyniosło 3917,7 kWh/miesz. i było o 3,2% niższe niż w 2008 r. W 2010 r. nastąpił znaczący wzrost (o 4,7%) – zużycie wyniosło 4103,3 kWh/miesz. W latach 2011-2012 odnotowano tylko niewielkie przyrosty analizowanych wartości, które osiągnęły odpowiednio 4107,7 i 4134,1 kWh/mieszkańca.

1.1.3. Uwarunkowania demograficzne i społeczne⁶. Zużycie energii w gospodarstwach domowych⁷

Bilans ludności w Polsce w latach 2009-2012 wynosił ok. 38,5 mln osób. W analizowanym okresie następował niewielki (ok. 0,1 pkt. proc. rocznie) odpływ mieszkańców miast, na korzyść zamieszkania na wsi. W tym czasie odnotowano także ujemne saldo migracji zagranicznych. Emigracja istotnie spadła od 2009 r., choć pozostawała na wysokim poziomie. W latach 2009-2010 odnotowano relatywnie wysoki przyrost naturalny (ponad 30 tys. rocznie), który w latach 2011-2012 znacząco obniżył się (12,9 tys. – 2011 r., 1,5 tys. – 2012 r.). Liczba osób w wieku produkcyjnym w rozpatrywanym okresie oscylowała wokół 24,7 mln. Stopa bezrobocia z poziomu 8,1% w 2009 r. wzrosła do 10,1% w 2012 r.

W 2012 r. w Polsce było 13,6 mln gospodarstw domowych (o 0,3 mln więcej niż w 2009 r.). Średnia liczba osób w gospodarstwie domowym wynosiła 2,8. W budynkach, które zostały ocieplone znajdowało się 54% mieszkań (wzrost o 8 pkt. proc. w porównaniu z 2009 r.). W ogrzewaniu pomieszczeń wyraźnie dominowały paliwa stałe oraz ciepło sieciowe.

Prawie połowa krajowych gospodarstw domowych, tj. 49,1% (w 2009 r. – 51,1%) użytkowała urządzenia grzewcze wykorzystujące paliwa stałe, spośród których najczęściej użytkowane były **dwufunkcyjne kotły centralnego ogrzewania**, służące do wytwarzania energii cieplnej i podgrzewania wody. Takie kotły wykorzystywało 41,3% (w 2009 r. – 40,5%) gospodarstw domowych ogrzewanych paliwami stałymi.

Ciepło sieciowe zużywało 41,5% wszystkich gospodarstw domowych (w 2009 r. – 40%), wśród których przeważali mieszkańcy bloków, natomiast jego stosowanie w domach jednorodzinnych było

⁶ Opracowano na podstawie: Główny Urząd Statystyczny i Eurostat.

⁷ Opracowano na podstawie: *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 r.*, GUS, Warszawa 2012, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2014 r.*, GUS, Warszawa 2014.

niewielkie. Spośród konsumentów ciepła sieciowego, 65% używało go również do ogrzewania wody (wzrost o 5 pkt proc. w porównaniu z 2009 r.). Do ogrzewania pomieszczeń używane były również **gazowe kotły centralnego ogrzewania**, które użytkowało 9,8% gospodarstw domowych. Urządzenia grzewcze zasilane energią elektryczną stosowało 5,4% gospodarstw domowych w porównaniu z 7,8% w 2009 r.

Końcowe zużycie energii gospodarstw domowych stanowi około 30% ogółu jej zużycia. W 2010 r. konsumpcja tych podmiotów osiągnęła najwyższy poziom i wyniosła 21 125 ktoe, czyli o 13,9% więcej niż w 2009 r. (18 626 ktoe). W 2011 r. zużycie gospodarstw domowych zmniejszyło się do 19 006 ktoe (spadek o 10,4%), ale w 2012 r. utrzymało się na podobnym poziomie co rok wcześniej – 19 599 ktoe. W analizowanym okresie średnie zużycie energii w gospodarstwach domowych na mieszkanie wyniosło 1,5 toe, zaś zużycie energii elektrycznej – 2094,9 kWh.

1.2. Rozwój rynków energii

1.2.1. Rynek energii elektrycznej⁸

W okresie 2008 do 2011 r. nie zaobserwowano wyraźnej zmiany struktury handlu energią elektryczną na hurtowym rynku energii elektrycznej. Większość sprzedaży energii elektrycznej odbywała się w ramach umów dwustronnych. W 2011 r. nastąpiła wyraźna zmiana charakterystyki obrotu na rynku hurtowym. Wprowadzony od 9 sierpnia 2010 r. na podstawie art. 49a ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104) obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez jej wytwórców giełdę towarową lub rynek regulowany przyniósł oczekiwane efekty pobudzenia rynku hurtowego, zapewnienia jego większej transparentności oraz stworzenia mechanizmu oceny referencyjnej.

Sprzedaż poprzez giełdę stanowiła w 2009 r. niespełna 0,2% udziału w sprzedanym wolumenie wytwórców w tym roku, następnie wzrosła do 4,2% w 2010 r. a dalej zwiększyła się do poziomu 58,0% w 2011 r. oraz 61,8% w 2012 r. W 2012 r. wolumen obrotu energią na parkiecie Towarowej Giełdy Energii S.A. (TGE) – na wszystkich rynkach dedykowanych energii elektrycznej – wyniósł łącznie 131,997 TWh licząc po dacie dostawy w 2012 r., co stanowiło 82,6% krajowej produkcji energii elektrycznej w 2012 r. oraz ponad 84,1% jej łącznego zużycia. Stopniowe wygaszanie obowiązku sprzedaży poprzez TGE, wynikające z art. 49a ust. 2 ustawy Prawo energetyczne może mieć znaczenie dla dominacji obrotu giełdowego nad umowami dwustronnymi.

W 2009 r. średnioroczna cena energii elektrycznej na TGE wyniosła 172,44 zł/MWh i była niższa o blisko 12% od średniej ceny w 2008 r. Sytuacja taka była spowodowana prekontraktowaniem zakupu przedsiębiorstw obrotu i odsprzedażą nadwyżek na rynkach bieżących, w tym na giełdzie. W 2010 r. cena ta ukształtowała się na poziomie 192,95 zł/MWh, a w 2012 r. – 203,44 zł/MWh.

Na detalicznym rynku energii elektrycznej utrzymywała się dotychczasowa struktura i charakterystyka rynku. W rozpatrywanym okresie (2008–2012) utrzymywała się sytuacja „przywiązania” konsumentów do dotychczasowych sprzedawców i niewielka skala ich zmiany, mimo, że prawo wyboru sprzedawcy (ang. *TPA*⁹) przysługuje wszystkim grupom odbiorców od 1 lipca 2007 r.

⁸ Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl

⁹ Zasada TPA (ang. *Third-party Access*) – zasada dostępu stron trzecich do sieci, umożliwiająca odbiorcy końcowemu wybór sprzedawcy energii przy korzystaniu z sieci energetycznej przedsiębiorstwa sieciowego.

Pomimo ciągle małej globalnie liczby odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, zwłaszcza na tle innych państw Unii Europejskiej, dynamika procesu zmiany sprzedawcy wzrosła w latach 2011-2012. Liczba odbiorców, którzy wykorzystali to uprawnienie była w 2011 r. ponad czterokrotnie większa w stosunku do stanu z 2010 r., a w 2012 r. prawie czterokrotnie większa w stosunku do stanu z 2011 r. Wynikać to może z szeregu czynników, w tym w szczególności:

- odbiorca przemysłowy funkcjonuje na wolnym rynku energii, na którym cena kształtowana jest przez rynek, a nie przez taryfę zatwierdzaną przez Prezesa URE,
- rynek energii elektrycznej staje się rynkiem coraz bardziej płynnym (jednym z płynniejszych w regionie), który stanowi korzystne otoczenie dla funkcjonowania konkurencji,
- odbiorca energii elektrycznej staje się odbiorcą coraz bardziej świadomym i dążącym do optymalizacji kosztów działalności poprzez wybór najkorzystniejszej oferty energetycznej.

1.2.2. Rynek gazu ziemnego¹⁰

Całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce stopniowo rosło od poziomu 13,3 mln m³ w 2009 r. do 15,84 mln m³ w 2012 r. Dostawy gazu ziemnego z zagranicy (ok. 72% zapotrzebowania) były uzupełniane surowcem pochodzącym ze źródeł krajowych. Istotną rolę w strukturze kierunków dostaw gazu ziemnego odgrywał import z kierunku wschodniego, który był realizowany w ramach długoterminowego kontraktu zawartego w 1996 r. pomiędzy Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. (PGNiG) a OOO Gazprom Eksport. Import ten był uzupełniany dostawami z Niemiec i Republiki Czeskiej.

Hurtowy segment rynku gazu ziemnego – rozumiany jako sprzedaż gazu ziemnego podmiotom wykorzystującym go w celu dalszej odsprzedaży, był zdominowany przez przedsiębiorstwo PGNiG. W 2012 r. nadal około 95% sprzedaży gazu ziemnego realizowane było przez PGNiG (w 2009 r. – 98%). Obrót gazem ziemnym był realizowany wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. W grudniu 2012 r. uruchomiony został rynek handlu gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii.

Rynek detaliczny gazu ziemnego podlega stopniowym zmianom. Od 2011 r. stale wzrasta liczba spółek obrotu, które sprzedają gaz ziemny do odbiorców końcowych. W 2012 r. największe spółki obrotu, spoza grupy kapitałowej PGNiG, sprzedały łącznie ok. 686 mln m³ gazu ziemnego.

Gospodarstwa domowe stanowiły 96,9% ogółu liczby odbiorców. Ich udział w wolumenie sprzedaży w 2012 r. wyniósł 28,8%, natomiast pozostałe 71,2% udziału w sprzedaży gazu ziemnego mieli odbiorcy przemysłowi, wśród których dominowały zakłady chemiczne, elektrownie i elektrociepłownie. Proporcje te nie zmieniły się znacząco w okresie realizacji PEP2030.

1.2.3. Rynek ciepła¹¹

W 2011 r. na regulowanym rynku ciepła funkcjonowało 480 przedsiębiorstw posiadających koncesje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) na działalność związaną z zaopatrzeniem w ciepło, z których 13,2% dysponowało źródłami o mocy osiągalnej do 10 MW, dalsze 44,1% eksploatowało źródła o mocy od 10 do 50 MW. Tylko siedem przedsiębiorstw miało w swoich źródłach moc

¹⁰ Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl

¹¹ Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl

osiągalną powyżej 1 000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła 1/4 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych.

W źródłach ciepła podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła był węgiel kamienny, jednak jego udział systematycznie maleje, w 2011 r. wynosił on 74,1%. Zwiększa się natomiast udział ciepła uzyskiwanego w wyniku spalania biomasy – w 2011 r. wynosił 6,3%.

Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponowały w 2011 r. sieciami o łącznej długości 19 620,6 km, z czego ponad 18,9% przedsiębiorstw posiadało sieci krótkie (o długości do 5 km). Najdłuższe sieci (o długości powyżej 50 km) posiadało tylko 17,1% koncesjonowanych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dystrybucji ciepła.

W 2012 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 58 147,9 MW a moc osiągalna – 57 262,9 MW. Z kolei długość sieci ciepłowniczej, będąca w dyspozycji koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych w 2012 r. wynosiła 19 794 km. W 2012 r. produkcja ciepła łącznie z ciepłem wytworzonym w procesach technologicznych (odzysk ciepła) wyniosła 431,4 tys. TJ. Ponad 62% ciepła wyprodukowanego w źródłach, tj. 250 tys. TJ zostało wytworzone w kogeneracji z produkcją energii elektrycznej, przy czym tylko 22% wszystkich badanych koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzało ciepło w kogeneracji.

Głównym odbiorcą ciepła pozostawał sektor bytowo-komunalny, chociaż jego zużycie ulegało zmniejszaniu w związku z podejmowaniem przez odbiorców działań w kierunku racjonalizacji użytkowania ciepła.

1.2.4. Rynek paliw ciekłych¹²

Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji, a są wyznaczone na zasadach rynkowych. Ich poziom zależy w szczególności od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i opłaty paliwowej, a także od kursów niektórych walut (w szczególności dolara amerykańskiego).

Zużycie paliw ciekłych na rynku krajowym w latach 2009-2012 charakteryzowało się tendencją wzrostową, niemniej jednak w 2012 r. po raz pierwszy odnotowano spadek konsumpcji głównych paliw. Oprócz przyczyn o charakterze makroekonomicznym należy wskazać także szybsze od przewidywanego zbliżanie się przez rynek do stanu nasycenia oraz zjawisko tzw. „szarej strefy” w sektorze paliwowym, powodujące „przesunięcie” części sprzedaży paliw do sfery obrotu niepodlegającej ewidencjonowaniu. Jako istotną tendencję na rynku paliw należy wskazać obserwowaną od wielu lat zmianę struktury rynku paliwowego z rosnącym udziałem oleju napędowego, wysokim udziałem gazu ciekłego (LPG) i malejącą konsumpcją benzyn silnikowych.

W latach 2009-2012 na krajowym rynku paliw obserwowana była stała dominacja w handlu hurtowym dwóch podmiotów (PKN ORLEN S.A., Grupa LOTOS S.A.), co wynikało z ich pozycji na rynku rafineryjnym.

Detaliczna sprzedaż paliw charakteryzowała się wysokim poziomem konkurencji. Struktura właścicielska funkcjonujących na krajowym rynku paliwowym stacji była zróżnicowana, przy czym

¹² Informacje przedstawione w tym punkcie dotyczą podmiotów podlegających obowiązkowi koncesjonowania. Ponadto zostały zawężone do ciepła dostarczanego za pomocą systemów ciepłowniczych (ciepła systemowego). Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl.

w rozpatrywanym okresie na rynku działały podmioty niezależne (ok. 50%) oraz krajowe (ok. 30%) i zagraniczne (ok. 20%) podmioty o charakterze sieciowym.

1.2.5. Rynek węgla¹³

Do III kwartału 2008 r. krajowe górnictwo funkcjonowało w warunkach wysokiego popytu na węgiel, a następnie nadpodaży węgla spowodowanej gwałtownym załamaniem się koniunktury na skutek globalnego kryzysu ekonomicznego. W 2009 r. wydobycie węgla obniżyło się o 7,3%, z tego węgla energetycznego o 3,5%, a węgla koksowego o 29,0%. Sprzedaż węgla zmniejszyła się o 12,3%. Zmniejszeniu sprzedaży węgla na rynek krajowy (o 14,5%) towarzyszył wzrost eksportu tego surowca o 5,7%. Średnia cena zbytu węgla wzrosła o ponad 6%.

W 2010 r. sytuacja górnictwa stopniowo się poprawiała. Pomimo spadku wydobycia węgla o 1,7% (do poziomu 76,2 mln ton) nastąpił wzrost jego sprzedaży do 75,4 mln ton (o 3,4%). Przeciętna cena zbytu węgla (292,42 zł/tona) wzrosła o 6,2% rekompensując z nadwyżką wzrost jego kosztu (o ok. 3%). Zatrudnienie w górnictwie obniżyło się o 4% i na koniec roku wyniosło nieco ponad 114 tys. osób. W 2011 r. nastąpił dalszy wzrost zużycia węgla do poziomu 85,2 mln t, w tym 12,7 mln t węgla do koksowania. Równocześnie następował stały spadek krajowego wydobycia – z 94,4 mln t w 2006 r. do 75,7 mln t w 2011 r. (o 19,8%).

Sprzedaż węgla na rynku krajowym w 2011 r., w porównaniu do lat poprzednich, wyniosła 70,5 mln t, podczas gdy w 2010 r. stanowiła 64,8 mln t, a w 2009 r. 64,2 mln t. Przy wzrastającym w zapotrzebowaniu na węgiel w kraju i ograniczonych możliwościach jego zaspokojenia przez rodzime kopalnie, w 2011 r. doszło do znaczącego obniżenia sprzedaży na eksport – z 10,6 mln t w 2010 r. do 5,8 mln t w 2011 r. Równocześnie nastąpił dynamiczny wzrost importu węgla – z 5,3 mln t w 2006 r. do 10,9 mln t w 2009 r., 14,2 mln t w 2010 r. i 14,8 mln t w 2011 r.

W 2012 r. wydobycie węgla ogółem wyniosło 79,2 mln t, co w porównaniu do 2011 r. stanowi wzrost o 3,5 mln t. Jednocześnie nastąpiło obniżenie importu tego paliwa do poziomu 10,2 mln t. Sprzedaż węgla kamiennego ogółem przez krajowych producentów w 2012 r., w wyniku spowolnienia gospodarczego, wyniosła 71,9 mln t, z czego węgla energetycznego 60,5 mln t, a węgla koksowego 11,4 mln t, zaś zbył na rynku krajowym osiągnął poziom 64,5 mln t. W 2012 r. zużycie węgla na rynku krajowym uległo zmniejszeniu w stosunku do roku ubiegłego o 10,5 mln t, do poziomu 74,6 mln t.

Oslabienie popytu krajowego spowodowało, że pomimo zwiększenia eksportu, który w 2012 r. wyniósł 7,4 mln t i był wyższy niż w 2011 r. o 29% (o 1,6 mln ton) oraz zmniejszenia importu o 4,8 mln t, zapasy węgla (głównie energetycznego) na zwałach przykopalnianych zwiększyły się o 6,2 mln t, do 8,4 mln t w 2012 r. Niesprzedany przez kopalnie węgiel stanowi wartość ok. 2,5 mld zł. Dodatkowo na zwałach w energetyce znajdowało się około 8 mln t węgla. W konsekwencji spadku sprzedaży węgla ogółem, przy równoczesnym obniżeniu średniej ceny zbytu, nastąpiło zmniejszenie przychodów ze sprzedaży węgla o 1,7 mld zł, przy jednoczesnym wzroście kosztów bieżącej produkcji o 2,7 mld zł. Spowodowało to, że wynik finansowy netto całego sektora wyniósł 1,7 mld zł i stanowił 55% wyniku finansowego uzyskanego w 2011 r.

¹³ Opracowano na podstawie: *Raport o stanie gospodarki*, MG, Warszawa (edycje z lat 2009-2012).

W 2010 r. wydobyto w kraju 56,3 mln ton węgla brunatnego. Rok później 62,8 mln t, zaś w 2012 r. – 64,3 mln t, co dało Polsce siódme miejsce na świecie w wydobywaniu tego surowca. W 2012 r. produkcja energii elektrycznej z węgla brunatnego wyniosła 35%, (ok. 55,6 TWh). Osiągnięto drugie w UE miejsce w zakresie wskaźnika efektywności produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego – w 2012 r. wyniósł on 0,87 MWh/t i był niższy od najwyższego o 9% (Niemcy – 0,96 MWh/t). Wysoka pozycja Polski w tym zakresie wynika w szczególności z budowy dwóch nowoczesnych, wysokosprawnych bloków na węgiel brunatny (1 x 858 MW w Bełchatowie i 464 MW w Pątnowie).¹⁴

1.3. Uwarunkowania ponadnarodowe

1.3.1. Polityka energetyczna UE¹⁵

Dnia 4 lutego 2011 r. Rada Europejska zdecydowała, że proces tworzenia wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej powinien zostać zakończony w 2014 r. Wyznaczenie takiej perspektywy czasowej dla osiągnięcia głównego unijnego celu z zakresu energetyki istotnie wpłynęło na tempo i kierunek dalszych działań UE w obszarze energetyki.

Z dniem 3 marca 2011 r. wszedł w życie tzw. trzeci pakiet energetyczny, obejmujący 2 dyrektywy rynkowe, 2 rozporządzenia przesyłowe oraz rozporządzenie ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki¹⁶. Pakiet jest narzędziem realizacji celów europejskiej polityki energetycznej, w szczególności dokończenia procesu budowania jednolitego, konkurencyjnego rynku energii w całej UE. Wdrożenie pakietu miało sprzyjać liberalizacji i dalszemu rozwojowi konkurencji na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego, a także poprawić standard usług i bezpieczeństwo dostaw. Dla osiągnięcia tych celów trzeci pakiet energetyczny m.in.:

- powołał do życia Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki, której zadaniem jest zapewnienie właściwej koordynacji działań regulatorów, monitorowanie współpracy między operatorami systemów przesyłowych oraz monitorowanie rynku i przebiegu procesu integracji,
- sformalizował współpracę operatorów systemów przesyłowych poprzez utworzenie Europejskich Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu i Energii elektrycznej (ENTSO-G, ENTSO-E),

¹⁴ Por. *Węgiel brunatny – oferta dla polskiej energetyki. Możliwości rozwoju działalności górnictwa węgla brunatnego w Polsce do 2050 r.*, Komitet Górnictwa Polskiej Akademii Nauk, Kraków 2014.

¹⁵ Opracowano na podstawie: www.ure.gov.pl

¹⁶ W skład trzeciego pakietu liberalizacyjnego wchodzi:

- 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,
- 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,
- 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,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 715/2009 z dnia 13 lipca w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowej gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005,
- rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) Nr 713/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. ustanawiające Agencję ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki.

- ustalił narzędzia wdrożenia jednolitego rynku energii, jakimi są kodeksy sieciowe (moc prawna równa rozporządzeniu UE), opracowywane na podstawie wytycznych ramowych,
- wprowadził wymóg uzyskania przez OSP statusu niezależności. Spełnianie przez OSP wymogów niezależności potwierdzone jest w przeprowadzanym przez organ regulacyjny oraz KE procesie certyfikacji operatora,
- wzmocnił rolę regulatora poprzez rozszerzenie uprawnień oraz wprowadzenie obowiązku zapewnienia niezależności krajowych organów regulacyjnych,
- wzmocnił prawa konsumenta i ochronę odbiorców najbardziej wrażliwych.

W grudniu 2011 r. Komisja Europejska przedstawiła *Plan działania w zakresie energii do 2050 r.*¹⁷ Zaprezentowano w nim wyzwania i możliwości działania UE w zakresie długofalowych redukcji emisji, z jednoczesnym zachowaniem bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności gospodarki. Dyskusja w Radzie UE zakończyła się przyjęciem konkluzji Prezydencji (Rada ds. Energii w czerwcu 2012 r.)¹⁸.

Ponadto w okresie realizacji PEP2030 weszły w życie następujące istotne akty prawa UE dotyczące problematyki energetycznej:

- a) Dnia 25 czerwca 2009 r. – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹⁹. Zgodnie z założeniami, dyrektywa ma za zadanie obligować państwa członkowskie UE do promowania i wspierania inwestycji na rynku odnawialnych źródeł energii.
- b) Dnia 2 grudnia 2010 r. – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 994/2010 z dnia 20 października 2009 r. w sprawie środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylenia dyrektywy Rady 2004/67/WE²⁰, tzw. rozporządzenie SoS, którego celem jest zapobieganie oraz łagodzenie potencjalnych skutków kryzysu spowodowanego przerwaniem dostaw gazu ziemnego. Zgodnie z przepisami rozporządzenia państwa członkowskie powinny wspierać działania ukierunkowane na dywersyfikację źródeł energii oraz dróg i źródeł zaopatrzenia w gaz ziemny. Rozporządzenie powierza przedsiębiorstwom gazowym i właściwym organom państw zadanie zagwarantowania skutecznego funkcjonowania rynku gazu ziemnego przez jak najdłuższy czas w przypadku zakłóceń w dostawach, zanim właściwy organ podejmie środki mające zaradzić sytuacji, w której rynek nie jest w stanie dłużej zapewnić wymaganych dostaw gazu ziemnego.
- c) Dnia 28 grudnia 2011 r. – rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii²¹ (REMIT, ang. *Regulation on wholesale energy market integrity and transparency*), wprowadzające

¹⁷ COM(2011)885.

¹⁸ Polska była jedynym państwem, które odrzuciło projekt konkluzji Rady UE. Było to konsekwentne działanie Polski, która wcześniej dwukrotnie zawetowała *Plan działań na rzecz gospodarki niskoemisyjnej do 2050 roku*, z uwagi na brak stosownych analiz w zakresie korzyści i kosztów dla poszczególnych państw członkowskich UE.

¹⁹ Dz. U. L. 140 z 5 czerwca 2009 r.

²⁰ Dz. U. L. 295 z 20 października 2010 r.

²¹ Dz. U. L. 326 z 8 grudnia 2011 r.

ramy monitorowania hurtowych rynków energii, mające na celu wykrywanie i zapobieganie nieuczciwym praktykom na hurtowych rynkach energii.

- d) Dnia 4 grudnia 2012 r. weszła w życie dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE²². Dyrektywa ustanawia wspólne ramy działań na rzecz promowania efektywności energetycznej w UE dla osiągnięcia jej celu – zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 20% do 2020 r. oraz ułożenia drogi dla dalszej poprawy wskaźnika po tym terminie. Ponadto, określa zasady opracowane w celu usunięcia barier na rynku energii oraz przewyżczenia nieprawidłowości w funkcjonowaniu rynku. Przewiduje również ustanowienie krajowych celów w zakresie efektywności energetycznej na 2020 r.. Na mocy przepisów dyrektywy każde państwo członkowskie UE jest zobligowane do ustalenia orientacyjnej krajowej wartości docelowej w zakresie efektywności energetycznej, w oparciu o swoje zużycie energii pierwotnej lub końcowej, oszczędność energii pierwotnej lub końcowej bądź energochłonność.

1.3.2. Polityka klimatyczna UE²³

W dniu 23 stycznia 2008 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet dokumentów, głównie legislacyjnych, określanych jako tzw. **pakiet klimatyczno-energetyczny**. Dokumenty te mają na celu realizację przyjętych przez Radę Europejską w 2007 r. założeń dotyczących przeciwdziałania zmianom klimatycznym, stanowiących, że do 2020 r. Unia Europejska:

- o 20% zredukuje emisje gazów cieplarnianych (z opcją 30% redukcji, o ile w tym zakresie zostaną zawarte stosowne porozumienia międzynarodowe) w stosunku do poziomu emisji z 1990 r.,
- o 20% zwiększy udział energii odnawialnej w finalnej konsumpcji energii,
- o 20% zwiększy efektywność energetyczną, w stosunku do prognoz na 2020 r.,
- zwiększy udział biopaliw w ogólnej konsumpcji paliw transportowych, co najmniej do 10%.

W grudniu 2008 r. osiągnięto porozumienie pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą UE – pakiet klimatyczno-energetyczny został przyjęty. Publikacja poszczególnych elementów w Dzienniku Urzędowym UE nastąpiła w dniu 5 czerwca 2009 r. Wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) obejmuje obecnie ok. 10 tys. instalacji w sektorze energetycznym i innych gałęziach przemysłu, które odpowiadają za ponad połowę emisji CO₂ i 40% emisji wszystkich gazów cieplarnianych. Pozostałe 60% emisji gazów cieplarnianych objęto przepisami tzw. decyzji non-ETS, która zakłada w skali całej UE 10% cel redukcji emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem EU ETS (m.in. transport, rolnictwo, budownictwo). W ramach non-ETS unijny cel redukcyjny został zróżnicowany i część mniej zamożnych państw członkowskich może nawet zwiększać swoją emisję w okresie 2013-2020.

Wprowadzono możliwość zastosowania derogacji dla sektora elektroenergetycznego w nowych państwach członkowskich UE, czyli odstępstwa od 100% obowiązku zakupu uprawnień w drodze aukcji. Sektor elektroenergetyczny otrzymał część uprawnień bezpłatnie, przy spełnieniu określonych w dyrektywie 2003/87/WE (tzw. dyrektywie ETS) warunków.

²² Dz. U. L. 315 z 14 listopada 2012 r.

²³ Opracowano na podstawie: www.kobize.pl

1.3.3. Rozwój połączeń międzysystemowych

W październiku 2011 r. Komisja Europejska ogłosiła **pakiet infrastrukturalny**, który zdefiniował między innymi 12 korytarzy i obszarów priorytetowych infrastruktury energetycznej, obejmujących energię elektryczną (przesył i magazynowanie), gaz ziemny (przesył, magazynowanie, LNG), ropę naftową, dwutlenek węgla, inteligentne sieci i autostrady energetyczne. Projekty wpisujące się w realizację tych korytarzy określono mianem projektów wspólnego zainteresowania UE (PCI, ang. *Project of Common Interest*). W ramach poszczególnych korytarzy projekty PCI zgrupowane zostały w tzw. klastry, obejmujące do 3 projektów szczegółowych.

Wśród projektów PCI z zakresu energii elektrycznej, o które zabiegała Polska, znalazły się: (1) klaster GerPol Power Bridge (budowa trzeciej linii 400 kV pomiędzy polskim i niemieckim systemem przesyłowym Plewiska – Eisenhüttenstadt oraz rozbudowa linii wewnętrznych 400 kV Krajnik-Baczyna i Mikułowa-Świebodzice), (2) klaster GerPol Improvements (przełączenie napięcia z 220 kV na 400 kV na linii Krajnik-Vierraden oraz skoordynowana instalacja przesuwników fazowych na połączeniach Krajnik-Vierraden i Mikułowa-Hagenwerder), (3) elektrownia szczytowo-pompowa Młoty, (4) projekty linii stanowiących drugi etap projektu połączenia Polska-Litwa (tj. linie Stanisławów-Olsztyn Mątki, Kozienice-Siedlce Ujrzanów, Płock-Olsztyn Mątki).

Wśród projektów PCI z zakresu gazu ziemnego, o które zabiegała Polska, znalazły się m.in. w ramach klastra nr 1: połączenie gazowe Polska-Słowacja i rozbudowa wewnętrznej sieci gazowej w Polsce Wschodniej, a ramach klastra nr 2: połączenie gazowe Polska-Czechy i rozbudowa wewnętrznej sieci gazowej w Polsce Zachodniej.

Ponadto w 2012 r. zakończono przekształcanie połączenia stałoprądowego SwePol Link łączącego systemy przesyłowe Polski i Szwecji w połączenie transgraniczne o charakterze operatorskim, co umożliwiło funkcjonowanie połączenia łączącego sieci przesyłowe obydwu krajów w sposób zgodny z wymogami prawa europejskiego, na zasadach w pełni rynkowych.

W zakresie połączeń międzysystemowych w gazownictwie, w latach 2009-2012 realizowane były następujące projekty:

- Jamał-Europa: od 2011 r. możliwy jest przesył gazu ziemnego z kierunku zachodniego za pomocą tzw. wirtualnego rewersu na gazociągu jamalskim (ok. 2,3 mld m³ rocznie). W 2012 r. polski operator systemu przesyłowego Gaz-System S.A. rozpoczął również przygotowania do uruchomienia rewersu fizycznego w punkcie Mallnow (rewers został ostatecznie uruchomiony 1 kwietnia 2014 r.);
- połączenie Polska-Czechy: w 2011 r. otwarto I etap połączenia między systemami gazowymi Polski i Czech w okolicach Cieszyna. Jego przepustowość wynosi 0,5 mld m³ rocznie. Planowany jest kolejny etap inwestycji – budowa nowego gazociągu o przepustowości ok. 6,5 mld m³ rocznie;
- połączenie Polska-Niemcy w Lasowie: w 2011 r. przepustowość gazociągu wzrosła do 1,5 mld m³ rocznie. W 2012 r. rozpoczęły się prace nad jego rozbudową do przepustowości 2,5 mld m³ rocznie;
- projekt budowy terminala LNG w Świnoujściu (planowana data zakończenia inwestycji to 2014/2015 r., przepustowość ok. 5 mld mld m³ rocznie).

W zakresie połączeń międzysystemowych w energetyce, w latach 2009-2012 realizowana projekt połączenia Polska-Litwa. Jego zakończenie planowane jest na 2015 r., a realizacja umożliwi przesył mocy w wysokości 500 MW. Projekt został zaliczony do kategorii projektów leżących w interesie

Europy i uzyskał wsparcie ze środków pomocowych UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013.

Ponadto na skutek narastającego zjawiska występowania przepływów nieplanowanych z systemu niemieckiego do systemu polskiego, realizowano prace koncepcyjno-analityczne, dotyczące instalacji przesuwników fazowych na połączeniach z Niemcami. W grudniu 2012 r. podpisano z operatorem systemu przesyłowego z Niemiec wschodnich (50Hertz) umowę na uruchomienie fazy pilotażowej mechanizmu tzw. wirtualnego przesuwnika fazowego (vPST). Celem fazy pilotażowej mechanizmu vPST było sprawdzenie czy ograniczenie przepływów nieplanowanych za pomocą operatorskich działań zaradczych jest rozwiązaniem wystarczającym dla zapewnienia bezpiecznej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) i wzrostu zdolności przesyłowych.

1.4. Nowe perspektywy rozwojowe sektora energetycznego

1.4.1. Poszukiwania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych

Szacunki dotyczące wielkości zasobów gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych na terytorium Polski są rozbieżne. Zgodnie z prognozami Agencji Energii Stanów Zjednoczonych Ameryki (Energy Information Agency), zasoby gazu z łupków w Polsce wynoszą od 4,2-5,3 bln m³, podczas gdy Służby Geologiczne USA oceniają stan tych zasobów na 38,1 mld m³. Wielkość zasobów szacowana przez Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy (PIG-PIB) wynosi 346-768 mld m³, a więc kilkakrotnie przewyższa poziom obecnie udokumentowanych konwencjonalnych zasobów gazu ziemnego (ok. 87 mld m³ w przeliczeniu na gaz ziemny wysokometanowy).

W okresie objętym realizacją PEP2030 prowadzone były prace poszukiwawczo-rozpoznawcze. W analizowanym okresie Minister Środowiska wydawał koncesje na poszukiwanie i rozpoznawanie niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Pierwszy odwiert wykonano w czerwcu 2010 r. w rejonie Łebienia (woj. pomorskie). Wg stanu na sierpień 2014 r. wykonano 60 odwiertów rozpoznawczych, z czego na 21 przeprowadzono zabiegi szczelinowania hydraulicznego.

1.4.2. Absorpcja środków z funduszy UE przez sektor energetyczny²⁴

W omawianym okresie, w ramach perspektywy finansowej UE 2007-2013, środki zakontraktowane w ramach IX priorytetu Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIS) obejmowały w szczególności projekty dotyczące: skojarzonego wytwarzania energii (działanie 9.1), efektywnej dystrybucji energii (działanie 9.2), termomodernizacji obiektów użyteczności publicznej (działanie 9.3) budowy farm, elektrowni i siłowni wiatrowych, elektrowni i elektrociepłowni biogazowych oraz elektrociepłowni i instalacji na biomasę (działanie 9.4) produkcji estrów z oleju roślinnego z instalacją i urządzeniami towarzyszącymi (działanie 9.5), budowy sieci umożliwiających odbiór energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (działanie 9.6).

Z kolei środki zakontraktowane w ramach X priorytetu POIS dotyczyły w szczególności następujących rodzajów projektów: budowy gazociągów (Gazociąg Włocławek-Gdynia, Gazociąg Jeleniów-Dziwiszów, Gazociąg Rembelszczyzna-Gustorzyn, Gazociąg Szczecin-Gdańsk, Gazociąg Polkowice-Żary, Gazociąg Gustorzyn-Odolanów, Gazociąg Szczecin-Lwówek), budowy podziemnych magazynów

²⁴ Kompleksowe dane dostępne na stronie internetowej <http://www.pois.gov.pl>

gazu ziemnego (PMG Wierzchowice, PMG Strachocina), budowy kawernowych podziemnych magazynów gazu (KPMG Kosakowo), a także budowy terminala LNG w Świnoujściu, służącego do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Ponadto w zakresie sieci elektroenergetycznych dofinansowano 4 części projektu *Połączenie elektroenergetyczne Polska – Litwa, wraz z koniecznym wzmocnieniem polskiej sieci elektroenergetycznej realizowanego przez PSE S.A.*

Natomiast w ramach działania 10.2 dofinansowano projekty w zakresie budowy lub rozbudowy systemów dystrybucji gazu ziemnego gazownictwa, a w ramach działania 10.3 – projekty w zakresie budowy zakładu i linii technologicznej do produkcji elementów elektrowni wiatrowych.

Do końca 2012 r. w ramach działań IX i X priorytetu rozliczone zostały finansowo i rzeczowo 22 projekty, w tym 9 projektów w 2011 r. i 13 projektów w 2012 r. W ramach działania 9.1 rozliczono 2 projekty, w ramach działania 9.3 – 5 projektów, w ramach działania 9.4 – 12 projektów, w ramach działania 9.5, 9.6 i 10.1 – po 1 projekcie.

1.4.3. Przekształcenia własnościowe w sektorze energetycznym²⁵

W 2009 r. miały miejsce podwyższenia kapitału zakładowego poprzez emisję akcji na Giełdzie Papierów Wartościowych (GPW) w Warszawie S.A. m.in. w takich spółkach jak: ENEA S.A., PGE S.A., czy Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. W przypadku ostatniej z podwyższenia kapitału spółka pozyskała 528 mln zł, na inwestycje. PGE S.A. z tytułu podwyższenia kapitału pozyskała niemal 6 mld zł – był to jeden z dwóch odnotowanych w 2009 r. w Europie przypadków IPO (ang. *Initial Public Offer* - pierwsza oferta publiczna) o wartości przekraczającej 1 mld zł.

W 2010 r. wśród największych ofert giełdowych należy wymienić debiut akcji spółki Tauron Polska Energia S.A. (wartość oferty 4,2 mld zł), na które zapisało się 230 tysięcy inwestorów, co stanowiło jeden z trzech najwyższych wyników zapisów na akcje na GPW na przestrzeni 15 lat. W 2009 r. nastąpiła nowelizacja ustawy z dnia 7 września 2007 r. o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 191, poz. 1367)²⁶, która uregulowała procedury nieodpłatnego udostępniania akcji oraz umożliwiła zrealizowanie procesu zamiany akcji spółek sektora elektroenergetycznego.²⁷

W 2011 r. Minister Skarbu Państwa podjął decyzję o prywatyzacji Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. (JSW) poprzez upublicznienie akcji spółki na GPW. Oferta publiczna JSW (5,37 mld zł) była czwartą co do wielkości IPO w Europie, a także czwartą co do wielkości IPO krajowej spółki w ponad 20-letniej historii GPW. Obecnie JSW zalicza się do dziesięciu największych spółek notowanych na GPW. Skarb Państwa zachował większościowy pakiet akcji Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A.

²⁵ Opracowano na podstawie: *Raport o przekształceniach własnościowych w 2009 r.*, Ministerstwo Skarbu Państwa, Warszawa 2011; *Raport o ekonomicznych, finansowych i społecznych skutkach prywatyzacji*, MSP, Warszawa (edycje z lat 2011-2013).

²⁶ Ustawa z dnia 19 grudnia 2008 r. o zmianie ustawy o komercjalizacji i prywatyzacji oraz ustawy o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz. U. z 2009 r. Nr 13, poz. 70).

²⁷ W procesie zamiany akcji w sektorze udział wzięło 88 268 osób uprawnionych, które objęły łącznie 3 640 415 000 szt. akcji o łącznej wartości nominalnej ponad 4 mld zł.

W 2011 r. prowadzone były także działania związane z zakończeniem tworzenia Grupy Węglowo-Koksowej na bazie Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. W maju Rada Ministrów wyraziła zgodę na podwyższenie kapitału zakładowego JSW S.A. i pokrycie nowych akcji wkładem niepieniężnym w postaci 85% akcji Kombinatu Koksochemicznego Zabrze S.A. W czerwcu JSW S.A. podpisała z Ministrem Skarbu Państwa umowę na mocy, której spółka stała się właścicielem 11,42% udziałów Koksowni Przyjaźń Sp. z o.o.

W lutym 2012 r. nastąpiło zbycie pakietu 7% akcji PGE S.A o wartości 2,52 mld zł w transakcji przyspieszonej budowy księgi popytu. Z kolei w dniu 29 października 2012 r. na GPW zadebiutował ZE PAK S.A. – producent energii z węgla brunatnego. Skarb Państwa sprzedał w ofercie wszystkie posiadane akcje (50% kapitału zakładowego), a ich wartość wyniosła 681 mln zł.

Ocenia się, że środki finansowe pozyskane w wyniku wprowadzenia akcji spółek pozostających w nadzorze właścicielskim Skarbu Państwa do obrotu giełdowego przyczyniły się do zwiększenia możliwości podejmowania nowych projektów inwestycyjnych, kontynuowania prowadzonych działań modernizacyjnych lub dokończenia prowadzonych już inwestycji (np. budowa kopalni Stefanów przez Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.). Finansowanie z tego źródła pozyskane przez podmioty sektora energetycznego przyczyniło się do zwiększenia możliwości realizowania przez nie działań służących realizacji PEP2030 i głównych celów polityki energetycznej państwa.

1.4.4. Wdrożenie energetyki jądrowej

W dniu 13 stycznia 2009 r. Rada Ministrów przyjęła uchwałę o rozwoju energetyki jądrowej, przewidującą budowę dwóch elektrowni jądrowych o łącznej mocy 6 000 MW, z terminem uruchomienia pierwszej na 2020 r. W maju 2009 r. Prezes Rady Ministrów powołał Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej i zobowiązał go do przygotowania i przedstawienia Radzie Ministrów dokumentu strategicznego pn. *Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ)*. Dokument został przyjęty przez Radę Ministrów 28 stycznia 2014 r.

Zgodnie z PPEJ uruchomienie pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej (jej pierwszego bloku) ma nastąpić pod koniec 2024 r. Ogółem przewidywane jest uruchomienie w perspektywie 2035 r. 4-6 bloków jądrowych o łącznej mocy zainstalowanej ok. 6 000 MW. Za realizację inwestycji odpowiada Polska Grupa Energetyczna S.A.

2. Wskaźniki monitorowania realizacji *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*

Jako jeden ze sposobów monitorowania realizacji *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* wskazano analizę wskaźników ustalonych w rozdziale 9 dokumentu. Przewidziano monitorowanie 7 następujących indeksów, pozwalających ocenić realizację głównych celów polityki energetycznej państwa, ujętych w art. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r., poz. 1059 z późn. zm.), tj. bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności oraz ochrony środowiska):

1. Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju (%).
2. Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego.
3. Maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców.
4. Stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną.
5. Udział energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej (%).
6. Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii.
7. Roczna wielkość emisji CO₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (tony/MWh).

Ponieważ działania przewidziane do realizacji w ramach PEP2030, ujęte w programie działań wykonawczych, stanowiącym załącznik do tego dokumentu, planowane były w długim horyzoncie realizacji, wskaźniki ich monitorowania zostały przygotowane w perspektywie do 2030 r.

Z uwagi na fakt, że zaplanowane działania były wdrażane w stosunkowo krótkim okresie, nie wszystkie ich rezultaty zdążyły się ujawnić, co implikowało ich ograniczony wpływ na dynamikę wskaźników (mających, jak wskazano powyżej, charakter długookresowy). W związku z powyższym analiza wskaźników może prowadzić jedynie do sformułowania wstępnej oceny występujących trendów, jakie zarysowały się w okresie realizacji PEP2030. Nie może ona jednak stanowić podstawy do formułowania pogłębionej oceny skuteczności realizowanych działań.

Poniżej zaprezentowano w ujęciu tabelarycznym dynamikę wskaźników monitorowania realizacji PEP2030 w latach 2009-12.

Wskaźnik zmiany wielkości zużycia energii w okresie sprawozdawczym utrzymywał się na poziomie ok. 1%. Należy jednak zauważyć, że w analizowanym okresie nastąpiło spowolnienie gospodarcze i stopniowy powrót gospodarki narodowej na ścieżkę stabilnego wzrostu gospodarczego, co miało wpływ na ograniczenie dynamiki wzrostu zużycia energii. Dotychczasową dynamikę wskaźnika, tj. jego utrzymanie się na poziomie zbliżonym do zamierzonego należy oceniać pozytywnie.

Tabela 2. Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju od 2007 r. (%)

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Średnioroczna zmiana wielkości zużycia energii pierwotnej w kraju	2,7	0,93	0,99	1,01	1,03	poniżej 1

Źródło: Dane GUS.

Stosunek krajowego wydobycia węgla do jego zużycia zmieniał się w rozpatrywanym okresie, w szczególności ze względu na zmiany wolumenu importu tego paliwa do Polski oraz na wahania poziomu produkcji krajowej węgla kamiennego – w rozpatrywanym okresie wzrost importu węgla nastąpił w latach 2010-2011, a następnie w 2012 r. znacząco spadł. W zakresie węgla brunatnego zanotowano wzrost produkcji (z ok. 57 mln ton do 64 mln ton).

Utrzymanie się wielkości wskaźnika na pożądanym poziomie będzie w przyszłości uzależnione w szczególności od takich czynników, jak kształtowanie się zapotrzebowania na węgiel oraz możliwości produkcyjne sektora górnictwa. W tym kontekście istotne znaczenie będą miały także perspektywy uruchamiania nowych złóż, zastępujących te, w których zakończona zostanie eksploatacja.

Tabela 3. Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego (%)

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego	105,0	103,9	91,4	92,4	106,3	-
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla brunatnego	100,0	100,0	99,8	100,2	100,2	-
Stosunek wydobycia do krajowego zużycia węgla kamiennego i brunatnego	105	105	92,7	93,7	105	powyżej 100

Źródło: Opracowanie własne.

Uzależnienie od importu gazu ziemnego z jednego kierunku geograficznego utrzymuje się na wysokim poziomie, także ze względu na fakt, że większość wolumenu tych paliw jest nabywana na podstawie umów długoterminowych. Ponadto nie zostały jeszcze zakończone strategiczne inwestycje infrastrukturalne (terminal LNG), których uruchomienie może wpłynąć pozytywnie na dynamikę tego wskaźnika.

Tabela 4. Maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców (%)

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Maksymalny udział importu gazu ziemnego do wielkości krajowego zużycia	50,1	58,9	65,8	63,2	58,9	-
Maksymalny udział importu ropy naftowej do wielkości krajowego zużycia	96,3	93,2	92,4	91,1	93,5	-
Maksymalny udział importu gazu ziemnego i ropy naftowej łącznie z jednego kierunku do wielkości krajowego zużycia obu surowców	85	80,2	82,6	80,6	80,6	73

Źródło: Opracowanie własne.

Moc zainstalowana krajowych źródeł wytwórczych wzrosła w latach 2009-2012 o 3000 MW. W tym kontekście należy podkreślić, że wskaźnik obrazujący bezpieczeństwo zaopatrzenia w energię elektryczną utrzymuje się na poziomie znacznie wyższym niż założono w PEP2030. Moc w źródłach konwencjonalnych (podobnie jak maksymalne zapotrzebowanie na moc) w rozpatrywanym okresie pozostawały na zbliżonym poziomie.

Tabela 5. Stosunek mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych (konwencjonalnych i jądrowych) do maksymalnego zapotrzebowania na moc elektryczną

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Moc zainstalowana (MW)	34 877	35 956	36 059	37 306	38 029	-
Elektrownie konwencjonalne (MW)	30 810	33 963	33 503	34 224	33 613	-
Maksymalne zapotrzebowanie na moc (MW)	24 611	24 594	25 449	24 780	25 123	-
Stosunek (%)	115	138	131	138	133	powyżej 115

Źródło: Opracowanie własne.

W odniesieniu do **udziału energii jądrowej w produkcji energii elektrycznej** należy wskazać, że uruchomienie elektrowni jądrowej jest planowane na okres po 2020 r., a zatem ocena tego wskaźnika w chwili obecnej nie jest możliwa.

W okresie realizacji PEP2030 **udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii** systematycznie wzrastał w związku z realizacją celu założonego w dyrektywie 2009/28/WE²⁸. W kolejnych latach przewidywany jest dalszy wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, który pozwoli na osiągnięcie celu 15% w 2020 r.

Tabela 6. Udział energii ze źródeł odnawialnych w finalnym zużyciu energii (%)

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto	7,7	8,9	9,4	10,42	11,04	powyżej 15

Źródło: Opracowanie własne.

W analizowanym okresie **emisyjność produkcji energii elektrycznej** wyraźnie zmalała. Korzystne zmiany są spowodowane m.in. zmianą struktury wytwarzania energii elektrycznej, charakteryzującą się wzrostem wykorzystania OZE. Niemniej jednak, w tak krótkim okresie nie było możliwe radykalne zmniejszenie emisyjności produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Tabela 7. Roczna wielkość emisji CO₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (tony/MWh)

Rok	2007 (wartość bazowa)	2009	2010	2011	2012	2030 (wartość planowana)
Roczna wielkość emisji CO ₂ w elektroenergetyce zawodowej w stosunku do krajowej produkcji energii elektrycznej (tony/MWh).	0,95	0,95	0,94	0,91	0,90	poniżej 0,70

Źródło: Opracowanie własne.

Należy podkreślić, że wszystkie przyjęte wskaźniki utrzymywały się na zadowalającym poziomie lub ich dynamika wykazywała pozytywną tendencję. Uwzględniając horyzont czasowy, przyjęty przy definiowaniu wskaźników wydaje się jednak, że skuteczność realizacji PEP2030 w odniesieniu do wskaźników, będzie można rzetelnie ocenić dopiero w dłuższym okresie.

²⁸ 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. U. L. 140 z 5 czerwca 2009 r.).

3. Ocena realizacji priorytetów *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*

3.1. Priorytet I. Poprawa efektywności energetycznej

Jednym z głównych celów działań podejmowanych w ramach tego priorytetu było dążenie do oddzielenia trendu wzrostu PKB od trendu wzrostu zużycia energii. Ocenia się, że działania na rzecz zmniejszenia energochłonności gospodarki narodowej powinny być kontynuowane.

Wprowadzenie ustawą z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551, z późn. zm.) systemu tzw. białych certyfikatów miało przyczynić się do intensyfikacji działań w obszarze poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii w przemyśle, jednak głównym impulsem dla podejmowania tego typu inicjatyw przez przedsiębiorców w rozpatrywanym okresie była konieczność utrzymania przez nich konkurencyjności.

W rozpatrywanym okresie rosło zużycie energii w gospodarstwach domowych (m.in. z uwagi na wzrastający popyt na energię elektryczną wynikający ze wzrostu zamożności społeczeństwa). Wzrost ten nie był rekompensowany poprawą sprawności domowych urządzeń elektrycznych. Najsilniej wzrastało zużycie energii w transporcie – w programie działań wykonawczych do PEP2030 nie przewidziano działań ograniczających zużycie energii w tym sektorze.

Do przykładowych działań, które pozytywnie wpłynęły na realizację tego priorytetu, należy zaliczyć w szczególności:

- nowe zasady regulacji cen ciepła sieciowego wytwarzanego w skojarzeniu, które ograniczyły subsydiowanie skrośne i wpłynęły na ekonomizację działania wytwórców,
- wprowadzenie od 1 stycznia 2014 r. nowych warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie,
- uruchomienie programów wsparcia oferowanych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW), tj. dedykowanych energooszczędnemu budownictwu i prosumentom,
- działania miękkie tj. kampanie informacyjne i edukacyjne prowadzone przez Ministerstwo Gospodarki i Ministerstwo Środowiska w celu promowania racjonalnego wykorzystania energii.

Działania związane z poprawą efektywności energetycznej skoncentrowały się na wprowadzeniu rozwiązań ograniczających zużycie energii. Nie wystarczające wydają się natomiast działania mające na celu racjonalizację i optymalizację zużycia energii, zwłaszcza elektrycznej. Nie wykorzystane zostały możliwości wynikające z zastosowania technik zarządzania popytem (ang. *Demand Side Management*). W ograniczonym zakresie stosowane są również bodźce dla odbiorców wpływające na zmianę ich zachowań i zmniejszenie zapotrzebowania szczytowego na moc w KSE. Powyższe w efekcie nie wpłynęło istotną zmianą zachowań odbiorców w tym zakresie, a krzywa dobowa zapotrzebowania na moc w KSE charakteryzuje się dużą zmiennością

Największym potencjałem w zakresie poprawy efektywności energetycznej cechuje się podsektor wytwarzania energii oraz budownictwo. Działania w tych dwóch obszarach powinny zostać wzmocnione. Dalsze rezerwy efektywności energetycznej mogą zostać uruchomione w sferze mieszkalnictwa, gdyż aż 75% mieszkań i budynków pozostaje wciąż niedocieplonych, a standardy budowy nowych budynków są nadal niskie.

Ponieważ sam obowiązek stosowania świadectw charakterystyki energetycznej dla budynków nie gwarantuje poprawy ich efektywności energetycznej, wydaje się, że potrzeba wzmocnienia tego obowiązku zostałaaby najszybciej zrealizowana poprzez zapewnienie stałego i stabilnego poziomu środków dostępnych w ramach istniejących instrumentów finansowych (Fundusz Termomodernizacji i Remontów).

Z punktu widzenia realizacji obecnej i przyszłej polityki energetycznej państwa do najważniejszych szans w zakresie efektywności energetycznej zaliczyć można w szczególności ustanowienie szeregu instrumentów wsparcia inwestycji dotyczących oszczędności energii. Obejmowały one w szczególności programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, dofinansowanie inwestycji ze środków z Unii Europejskiej (w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko), Norweskiego Mechanizmu Finansowego oraz Funduszu Szwajcarskiego, Regionalnych Programów Operacyjnych, systemu białych certyfikatów oraz instrumenty finansowe Banku Gospodarstwa Krajowego.

Z kolei najpoważniejsze ryzyka w obszarze efektywności energetycznej można wskazać w obszarze (a) modernizacji i budowy nowych jednostek wytwórczych oraz (b) niewystarczającego finansowania programu termomodernizacji budownictwa.

3.2. Priorytet II. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

3.2.1. Wzrost bezpieczeństwa dostaw węgla

Poszczególne zadania ustalone dla Ministra Gospodarki w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012* w priorytecie II.1 Węgiel zostały zrealizowane w różnym zakresie w zależności od uwarunkowań wynikających z przepisów prawa, możliwości uzyskania środków finansowych, a także działań podejmowanych przez podmioty sektora górnictwa.

Wprowadzenie hierarchiczności planowania i możliwości ustalania zasad zagospodarowania obszarów występowania złóż węgla, które jeszcze nie są przedmiotem eksploatacji, a które stanowią cenną surowcową bazę rezerwową, nie zostało w pełni zrealizowane. Należy jednak podkreślić, że problem ochrony złóż kopalin, w tym złóż surowców energetycznych, został wprowadzony do *Konceptji przestrzennego zagospodarowania kraju 2030 (KZPK 2030)* oraz ujęty w *Planie działań służących realizacji KPZK 2030*, przyjętych przez Radę Ministrów w dniu 4 czerwca 2013 r.²⁹

Ponadto wprowadzono obowiązek określenia w procesach planistycznych i gospodarczych granic obszarów funkcjonalnych strategicznych złóż kopalin w celu ich prawnej ochrony przed stałą zabudową i inwestycjami liniowymi. Działanie to ma zapewnić dostęp do krajowych zasobów surowcowych, których wydobycie obecnie nie jest prowadzone, ale może być podjęte w miarę wyczerpywania się złóż obecnie eksploatowanych i w wyniku rozwoju nowych technologii wydobywczych.

W art. 95 ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. Nr 163, poz. 981) zapisano, że w celu zapewnienia ochrony złóż, udokumentowane złoża kopalin ujawnia się w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego oraz planach zagospodarowania przestrzennego województwa.

W zakresie tworzenia silnych podmiotów gospodarczych, które mogłyby z powodzeniem konkurować na rynku, przykładem jest grupa kapitałowa Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A., która powstała na bazie notowanej na GPW Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. Głównym przedmiotem działalności grupy kapitałowej jest wydobycie węgla kamiennego koksowego oraz wytwarzanie i przetwarzanie koksu.

Działania idące w tym kierunku podjęła także Kompania Węglowa S.A. wprowadzając w 2012 r. do swoich planów inwestycyjnych projekt wybudowania z partnerem biznesowym elektrowni węglowej o mocy ok. 1 000 MW. W sytuacji koniecznych działań restrukturyzacyjnych w sektorze, odstąpiono od koncepcji tworzenia grup kapitałowych na bazie spółek węglowych i spółek produkujących energię. Istniejące już obecnie powiązanie spółek węglowych ze spółkami produkującymi energię jest charakterystyczne dla producentów wykorzystujących jako surowiec energetyczny węgiel brunatny.

²⁹ W KPZK 2030 wprowadzona została także zasada hierarchiczności planowania przestrzennego, co znajdzie wyraz także w projektowanej ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym kraju. Wskazano na konieczność opracowania wykazu złóż strategicznych kopalin oraz ustalenia zakresu ich ochrony przed zabudową. Zobowiązano wojewodów do ujęcia tych złóż w wojewódzkich planach zagospodarowania przestrzennego, co oznacza obowiązek uwzględnienia ich w planach zagospodarowania przestrzennego gmin.

Konieczna jest kontynuacja dotychczasowych zadań w zakresie:

- identyfikacji i ochrony przed zabudową zasobów strategicznych węgla,
- działań związanych z rozwojem technologii zgazowania węgla, która może odegrać kluczową rolę w utrzymaniu roli węgla jako strategicznego surowca dla polskiej energetyki,
- wzrostu gospodarczego wykorzystania metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla w kopalniach węgla kamiennego.

System wsparcia dla gospodarczego wykorzystania metanu uwalnianego przy eksploatacji węgla to między innymi ustanowienie świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytwarzanej z metanu. W dniu 11 marca 2010 r. weszła w życie ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2010 r. Nr 21, poz. 104). Zgodnie z nią metan uwalniany i ujmowany przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego objęty został systemem wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji, wprowadzonego na podstawie art. 9a i 9l ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 z późn. zm.). W czerwcu 2012 r. przeprowadzona została analiza skuteczności wprowadzonego systemu wsparcia wytwarzania, która wykazała, że istniejące w Polsce mechanizmy wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z metanu pochodzącego z kopalń węgla kamiennego są niewystarczające.

Ocenia się, że możliwe jest zwiększenie poziomu odmetanowania z zastosowaniem obecnych technologii wydobywania węgla, czyli ujęcie 60% metanu i wyemitowanie do atmosfery 40%. Uwzględniając obecny poziom światowej techniki, możliwe jest ujęcie odmetanowaniem do 80% metanu dla węgla o słabej przepuszczalności, który występuje w Polsce. Zwiększenie ujęcia metanu z kopalń węgla oraz zwiększenie poziomu jego zagospodarowania może nastąpić jedynie w sytuacji stworzenia odpowiednich zachęt ekonomicznych. Dla osiągnięcia takich rezultatów należałoby:

- oprzeć system wsparcia na zasadach obowiązujących w przypadku systemu wsparcia OZE, bez konieczności produkcji energii w kogeneracji,
- zwiększyć wartość opłaty zastępczej stosowanej w obecnym systemie wsparcia,
- stworzyć system wsparcia dla utylizacji i zagospodarowania metanu wentylacyjnego.

Istotne ryzyka dla podmiotów sektora górnictwa węgla kamiennego może generować dalsze zaostrzenie założeń polityki klimatycznej Unii Europejskiej, ukierunkowanych w szczególności na radykalne ograniczanie emisji CO₂, bez uwzględniania ich wpływu na konkurencyjność przemysłu UE oraz znaczenia rodzimych zasobów dla jej bezpieczeństwa energetycznego.

3.2.2. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ropy naftowej

Polityka energetyczna Polski w zakresie sektora paliwowego jest zdeterminowana przede wszystkim ograniczonymi krajowymi zasobami ropy naftowej oraz znaczącym udziałem importu surowca z jednego kierunku geograficznego w ogólnym wolumenie dostaw (udział dostaw ropy naftowej z Rosji wynosi ponad 90%). W PEP2030 wskazywano na zagrożenia wynikające z tego typu zależności zarówno w aspekcie bezpieczeństwa dostaw, jak też finansowym (możliwość niekorzystnego kształtowania cen importowanego surowca).

Mając na względzie powyższe, za główny cel PEP2030 w odniesieniu do tej problematyki przyjęto zapewnienie bezpieczeństwa w sektorze paliwowym poprzez:

- zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw ropy naftowej, rozumianej jako pozyskiwanie ropy naftowej z różnych regionów świata, od różnych dostawców z wykorzystaniem alternatywnych szlaków transportowych,
- budowę magazynów ropy naftowej i paliw płynnych o pojemnościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw, w szczególności w sytuacjach kryzysowych.

W celu realizacji wyznaczonych celów podejmowano szereg działań, obejmujących w szczególności rozbudowę infrastruktury importowej, przesyłowej i magazynowej ropy naftowej wspieranie wydobycia krajowego i zaangażowania podmiotów krajowych w projekty wydobywcze zagranicą oraz zmniejszenie obciążeń nakładanych na przedsiębiorstwa naftowe.

Ocenia się, że realizacja powyższych działań wpłynęła na poprawę bezpieczeństwa Polski w sektorze paliwowym, pomimo że ich część nie została w pełni wdrożona. W tym kontekście pozytywnie należy ocenić realizowane przez poszczególne podmioty sektora paliwowego strategie korporacyjne, w ramach, których uwzględniane kierunki działań określone w PEP2030. Jednocześnie należy zaznaczyć, że zachowanie kontroli państwa nad strategicznymi elementami infrastruktury naftowej oraz kluczowymi podmiotami sektora stwarzało możliwość inicjowania i nadzorowania realizacji inwestycji służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w zakresie paliw.

W kwestii dywersyfikacji dostaw ropy naftowej do Polski, należy zauważyć, że pomimo podjętych starań, prowadzone w omawianym okresie działania nie przyniosły zasadniczych zmian w strukturze geograficznej importu. Nie został zrealizowany rurociąg Odessa-Brody-Płock (OBP) określony w PEP2030 jako najistotniejszy projekt w tym zakresie. Wśród przyczyn niepowodzenia realizacji tej inwestycji należy wskazać m.in. brak potwierdzenia przez potencjalnych dostawców surowca warunków zakupu ropy naftowej dla rafinerii w Polsce oraz opóźnienia w realizacji harmonogramu prac związanych z projektem. W konsekwencji środki finansowe przeznaczone na ten cel (zarezerwowane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko) zostały przesunięte na inne, bardziej zaawansowane projekty. Brak możliwości dofinansowania projektu OBP ze środków UE oraz zmiana uwarunkowań geopolitycznych na obszarze jego planowanej realizacji implikuje potrzebę pogłębionej weryfikacji zasadności realizacji tego projektu w przyszłości.

Niezależnie od stanu prac dotyczących projektu OBP należy wskazać, że dywersyfikacja źródeł dostaw ropy naftowej do Polski może być realizowana także w ramach importu surowca z innych kierunków geograficznych, np. poprzez terminal naftowy w Gdańsku. W omawianym okresie były podejmowane działania planistyczno-projektowe mające na celu poprawę efektywności i bezpieczeństwa tej drogi

dostaw (w tym projekty dotyczące budowy terminalu przeładunkowego w Gdańsku oraz intensyfikacji przesyłu rurociągiem pomorskim).

Decyzje co do zasadności zakupu surowca konkretnego gatunku ropy naftowej były podejmowane w oparciu o rachunek ekonomiczny, z uwzględnieniem specyfiki poszczególnych rafinerii oraz zapotrzebowania rynku krajowego na poszczególne paliwa. Jednocześnie wiodące podmioty sektora paliwowego zdecydowały o zapewnieniu istotnej części dostaw ropy naftowej w ramach kontraktów długoterminowych, gwarantujących przewidywalność i stabilność importu. Należy zaznaczyć, że w latach 2009-2012 poziom cen paliw w Polsce był jednym z najniższych w Europie, co miało pozytywny wpływ na konkurencyjność gospodarki i dostępność paliwa dla konsumentów, a analiza danych statystycznych dotyczących cen ropy naftowej w imporcie wskazuje, że nie wystąpiły zagrożenia w zakresie niekorzystnych cen surowca.

Realizowane w latach 2009-2012 przez podmioty sektora naftowego projekty inwestycyjne dotyczące poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej poza granicami Polski były uwarunkowane ograniczonymi możliwościami finansowymi tych podmiotów. Ich zaangażowanie koncentrowało się na obszarach o dużej stabilności inwestycyjnej (np. szelf Morza Norweskiego, rynek kanadyjski). Podejmowane działania przyniosły już pozytywne rezultaty i stanowią istotny impuls do rozwoju działalności wydobywczej w przyszłości. Jednocześnie należy stwierdzić, że ze względu na wskazane okoliczności, podmioty krajowe powinny liczyć się w przyszłości z ograniczonymi możliwościami znaczącego powiększenia swojego udziału w dużych projektach wydobywczych poza granicami kraju.

W ocenianym okresie na terytorium Polski prowadzono także prace poszukiwawcze surowców ze złóż niekonwencjonalnych. Oprócz działań w zakresie rozpoznania budowy geologicznej Polski pod kątem występowania surowców energetycznych w złożach niekonwencjonalnych w latach 2009-2012 były realizowane projekty inwestycyjne dotyczące zagospodarowania złóż konwencjonalnych. Ograniczone zasoby surowcowe skutkowały jednak tym, iż pomimo pozytywnego przebiegu niektórych projektów uzyskany efekt w postaci wzrostu wydobycia ropy naftowej był niewielki.

Pozytywnie należy ocenić realizację projektów, które przyczyniły się do zwiększenia zdolności przerobowych rafinerii w Płocku i Gdańsku. Dzięki zrealizowanym inwestycjom większość zapotrzebowania na paliwa w Polsce pokrywana jest produkcją krajową – znacząco ograniczono lukę importową w zakresie oleju napędowego. Pełnego pokrycia potrzeb krajowych na ten produkt należy spodziewać się w perspektywie 2017 r. W zakresie benzyn obserwowana jest nawet okresowa nadprodukcja.

Korzystne efekty przyniosły także działania w zakresie rozbudowy zdolności magazynowych. Łącznie pojemności magazynowe ropy naftowej w latach 2009-2012 wzrosły o 17%, a pojemności magazynowe paliw o 3%. Niezbędne będą dalsze inwestycje w zakresie magazynowania ropy naftowej, natomiast istniejące pojemności magazynowe paliw należy uznać za wystarczające, uwzględniając dotychczasowy rozwój rynku, przy czym w perspektywie kilku lat może okazać się zasadne przeprowadzenie niewielkich inwestycji korygujących. Brak skarg na funkcjonowanie podmiotów świadczących usługi magazynowania i postępowań o nadużycie pozycji obszarze dostępu do usługi magazynowania może świadczyć o prawidłowym funkcjonowaniu rynku magazynowego.

Inwestycje w pozostałych obszarach były realizowane w ograniczonym zakresie, z uwzględnieniem uwarunkowań ekonomicznych i zapotrzebowania poszczególnych obszarów kraju na paliwa. Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych (PERN) „Przyjaźń” S.A. kontynuowało prace w zakresie budowy III nitki wschodniego odcinka rurociągu „Przyjaźń”, przy czym prace te uległy

znacznym opóźnieniom m.in. ze względu na nieuregulowaną w pełni kwestię własności gruntów, przez które przebiega rurociąg. W nieznacznym zakresie były podejmowane inwestycje obejmujące rozbudowę rurociągów produktowych (jedynym projektem w tym zakresie był uruchomiony w 2011 r. rurociąg na odcinku Ostrów Wielkopolski – Wrocław, należący do PKN ORLEN S.A.).

W rozpatrywanym okresie prowadzone były prace legislacyjne, mające na celu nowelizację ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym (Dz. U. z 2012 r. poz. 1190 z późn. zm.). Prace miały na celu umożliwienie modyfikacji systemu zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw w kierunku wskazanym w PEP2030 oraz poprawę efektywności systemu w sytuacjach kryzysowych i ograniczenie kosztów jego funkcjonowania.

Podejmowane w ocenianym okresie działania pozwoliły na poprawę bezpieczeństwa energetycznego w zakresie sektora naftowego przede wszystkim poprzez zwiększenie elastyczności funkcjonowania systemu dostawczego ropy naftowej (rozbudowa zdolności magazynowych ropy naftowej), bezpieczeństwa zaopatrzenia rynku w produkty gotowe (rozbudowa zdolności produkcyjnych rafinerii) oraz potencjału interwencyjnego państwa (poprawa skuteczności funkcjonowania systemu zapasów interwencyjnych).

Do wyzwań dla polskiego sektora naftowego i paliwowego w kolejnych latach należy zaliczyć w szczególności następujące kwestie:

- potrzebę określenia docelowej struktury właścicielskiej sektora paliwowego (w szczególności w odniesieniu do przedsiębiorstw rafineryjnych), optymalnej w aspekcie bezpieczeństwa energetycznego państwa,
- zapewnienie zróżnicowanej struktury geograficznej dostaw ropy naftowej do Polski (wsparcie prac poszukiwawczo-wydobywczych prowadzonych w kraju i za granicą, kontynuowanie realizacji projektów infrastrukturalnych umożliwiających dywersyfikację kierunków dostaw),
- utrzymanie ciągłości zaopatrzenia rynku krajowego w paliwa, w oparciu o istniejące krajowe moce produkcyjne w kontekście zmieniających się uwarunkowań zewnętrznych (pogarszanie się konkurencyjności europejskiego sektora rafineryjnego względem rafinerii spoza UE) i wewnętrznych (prognozowane dalsze ograniczanie zużycia paliw),
- zapewnienie rozbudowy infrastruktury przesyłowej i magazynowej na ropę naftową i paliwa poprzez uproszczanie procedur inwestycyjnych oraz wykorzystanie (w miarę możliwości) finansowania ze środków UE dla wsparcia realizacji najistotniejszych projektów,
- poprawę dostępności usług magazynowych, w szczególności w zakresie paliw,
- umożliwienie rozwoju alternatywnych paliw ograniczających emisję szkodliwych substancji do atmosfery,
- konieczność przeciwdziałania zjawisku „szarej strefy” na rynku paliw,
- określenie zasad reglamentacji działalności gospodarczej w sektorze naftowym, w szczególności w zakresie sprzedaży detalicznej paliw,
- zmniejszenie obciążeń administracyjnych nakładanych na podmioty sektora paliwowego (w tym odejście od obowiązku fizycznego utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej i paliw przez przedsiębiorców na rzecz opłaty celowej).

3.2.3. Wzrost bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego

Realizacja działań wykonawczych dotyczących zwiększenia bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego koncentrowała się w szczególności na stworzeniu optymalnych warunków dla wykorzystania finansowania ze środków UE na modernizację i rozbudowę infrastruktury przesyłowej, dystrybucyjnej i magazynowej. Zapewnienie finansowania inwestycji, m.in. przez zmianę modelu regulacji działalności i taryfowania, umożliwiło realizację szeroko zakrojonego programu modernizacyjnego infrastruktury gazowniczej w Polsce.

W wyniku podjętych działań dywersyfikacyjnych w okresie 2009-2013 r. udział importu gazu ziemnego z jednego kierunku (Rosja) do wielkości krajowego zużycia kształtował się na poziomie odpowiednio 61% i 57%, co było warunkowane zawartymi umowami długoterminowymi na dostawy gazu ziemnego. W analizowanym okresie nastąpił wzrost możliwości dostaw gazu ziemnego z kierunków innych niż wschodni o ok. 6,4 mld m³/rok.

W omawianym okresie podmioty sektora gazowego w Polsce zainwestowały środki finansowe na aktywność międzynarodową (np. szelf kontynentalny Morza Północnego). Oprócz działań na rzecz uzyskania dostępu do zagranicznych złóż węglowodorów wskazać należy również inicjatywy zmierzające do uzyskania dostępu do *know-how* w zakresie wydobycia gazu ziemnego i ropy naftowej z innych typów złóż (gaz zaciśnięty, ang. *tight gas*; gaz ziemny z pokładów łupkowych, ang. *shale gas*).

Wydobycie gazu ziemnego w ramach tzw. odmetanowania kopalń kształtowało się na stałym poziomie ok. 190 mln m³/rok i posiadało jedynie znaczenie lokalne. Wydobywany w ten sposób metan nie trafiał do krajowych sieci gazowniczych i był zużywany na terenie zakładów górniczych (głównie do produkcji energii).

W analizowanym okresie nie osiągnięto celu w zakresie zwiększenia możliwości wydobycia gazu ziemnego ze złóż krajowych. Nie odnotowano także postępu w zwiększaniu przez polskie podmioty eksploatowanych zasobów gazu ziemnego. Niepewność dotycząca kształtu przyszłych regulacji dotyczących wydobycia węglowodorów oraz obciążeń związanych z ich opodatkowaniem spowodowały prowadzone w Polsce prace poszukiwawcze zarówno w odniesieniu do niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, jak również w zakresie gazu ziemnego pozyskiwanego ze złóż konwencjonalnych. Przyjęcie w tym zakresie spójnych i przejrzystych regulacji oraz wykorzystanie krajowego potencjału naukowo-technicznego (a także pozyskanie i dostosowanie dostępnego *know-how* do polskich warunków geologicznych), powinno przyczynić się do przyspieszenia prac rozpoznawczych oraz wydobywczych.

Intensyfikacja prac nad modernizacją krajowej sieci przesyłowej gazu ziemnego stała się możliwa w wyniku przyjęcia ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. Nr 84, poz. 700). Regulacje te objęły swoim zakresem również gazociągi przesyłowe, które pozwalają na odbiór i przesył gazu ziemnego odebranego na terminalu do odbiorców w całej Polsce. Ocenia się, że wskazana ustawa znacząco przyspieszyła budowę nowych gazociągów przesyłowych, m.in. poprzez uproszczenie i przyspieszenie procedur uzyskiwania niezbędnych w procesie inwestycyjnym decyzji administracyjnych, w tym pozwoleń na budowę oraz procedur związanych z dostępem do gruntów, na terenie których budowane są gazociągi. Przyjęcie ustawy pozwoliło na zaprojektowanie i wybudowanie objętych nią gazociągów w planowanym terminie.

Ocenia się, że następujące działania zostały zrealizowane w niewystarczającym stopniu:

- właściwa polityka taryfowa zachęcająca do inwestowania w infrastrukturę liniową (przesył i dystrybucja gazu ziemnego),
- stworzenie polityki zrównoważonego gospodarowania krajowymi zasobami gazu ziemnego umożliwiającej rozbudowę bazy rezerw gazu ziemnego na terytorium Polski,
- realizacja inwestycji umożliwiających zwiększenie wydobycia gazu ziemnego na terytorium Polski.

Ponadto należy wskazać na konieczność ponownego przeanalizowania istniejących zachęt inwestycyjnych dla rozwoju pojemności magazynowych.

Podjęcie ww. działań wydaje się zasadne z uwagi na zmniejszające się w ostatnim okresie zachęty rynkowe dla magazynowania gazu ziemnego (niewielkie różnice w cenach w okresach lato-zima) i jednocześnie wzrost znaczenia magazynowania gazu ziemnego dla wzrostu bezpieczeństwa zaopatrzenia w gaz ziemny.

Z kolei jako potencjalne ryzyka dla zapewnienia wzrostu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego w przyszłości wskazać można następujące zagadnienia:

- brak kompleksowych regulacji prawnych, ułatwiających realizację inwestycji w zakresie gazowej infrastruktury liniowej;
- nieudokumentowanie nowych złóż węglowodorów w Polsce;
- wpływ debaty na temat środowiskowych uwarunkowań eksploatacji gazu z tzw. złóż niekonwencjonalnych, prowadzonej na poziomie ponadnarodowym, na możliwości jego ewentualnej eksploatacji w kraju;
- brak zachęt do udziału polskich podmiotów w międzynarodowych poszukiwaniach i opracowaniu nowych metod wydobycia węglowodorów ze szczególnym uwzględnieniem hydratów metanu.

3.2.4. Wzrost bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

W analizowanym okresie znaczącym osiągnięciem było pozyskanie finansowania dla inwestycji sieciowych ze środków UE w ramach perspektywy finansowej 2007–2013, co przyczyniło się do realizacji celu szczegółowego „rozbudowa krajowego systemu przesyłowego”. Dofinansowanie ze środków UE (Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko) były wykorzystywane w szczególności na rozwój połączeń transgranicznych, które umożliwią zwiększenie możliwości wymiany energii elektrycznej oraz stwarzają możliwości przyłączenia nowych mocy wytwórczych z OZE.

W wyniku pozyskania przez operatora systemu przesyłowego (OSP) usług rezerwy interwencyjnej, świadczonej przez elektrownie pompowo-szczytowe, zapewnione zostało utrzymanie w Krajowym Systemie Energetycznym wymaganej ilości operacyjnej rezerwy mocy o szybkim czasie dostępu. Pozyskiwanie przez OSP usługi odbudowy zasilania przyczyniło się do dostosowania wielu źródeł wytwórczych do udziału w obronie oraz odbudowie zasilania KSE, zwiększając istotnie potencjał KSE w tym zakresie. OSP zawarł również pierwsze kontrakty na redukcję zapotrzebowania na polecenie OSP, przez co zwiększyły się możliwości poprawy bilansu mocy KSE.

Nastąpiło także zwiększenie potencjału źródeł wytwórczych zdolnych do obrony i odbudowy zasilania KSE, co potwierdzają przeprowadzane cyklicznie testy urządzeń i próby systemowe realizowane przez Operatora Systemu Przesyłowego.

Wydłużony został czas pracy istniejących jednostek, planowanych do trwałego odstawienia poprzez wykorzystanie mechanizmu derogacji (zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych³⁰).

Jako osiągnięcie wskazać można również pełną lub częściową realizację następujących celów:

- nałożenie na operatorów systemu przesyłowego oraz systemów dystrybucyjnych obowiązku wskazywania w opracowanych planach rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej preferowanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych oraz kosztów ich przyłączenia,
- ustalenie metodyki wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową,

Realizacja tych celów jest krokiem do dookreślenia przejrzystych zasad taryfowania operatorów systemów: dystrybucyjnych i przesyłowego, a także prowadzi do stworzenia klarownego systemu wydawania warunków przyłączenia do sieci – zarówno odbiorców, jak i wytwórców.

Podejmowano działania mające na celu likwidację barier inwestycyjnych w zakresie inwestycji liniowych w energetyce. Stosowny akt prawny – ustawa o korytarzach przesyłowych – nie został jednak dotychczas przyjęty.

W odniesieniu do kwestii ograniczenia strat sieciowych w przesyśle i dystrybucji (w szczególności poprzez modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej) osiągnięto pewne postępy, pozostaje jednak nadal duży potencjał ograniczenia wolumenu strat.

³⁰ Dz. U. L 334 z 17 grudnia 2010 r.

Z uwagi na skomplikowany charakter zagadnienia budowy jednolitego, ogólnokrajowego systemu łączności radiowej dla potrzeb energetyki i konieczność dokonania uzgodnień pomiędzy sektorem przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, zadanie to nie zostało zrealizowane w całości. Uzyskano konsensus dotyczący rekomendowanego standardu, jednakże nie dokonano uzgodnień dotyczących interoperacyjności systemu.

Istotną szansę zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej stanowi uzgodnienie standardu cyfrowej łączności zapewniającego stworzenie warunków do budowy jednolitego, ogólnokrajowego systemu łączności radiowej dla potrzeb energetyki oraz wdrażanie rozwiązań w obszarze *smart grid*, m.in. instalacja liczników inteligentnych ze zdalnym odczytem, umożliwiających zarządzanie popytem w sytuacjach kryzysowych i rozwój zaawansowanych technologii w sieciach dystrybucyjnych i przesyłowych. W zakresie wdrożenia technologii inteligentnego opomiarowania istotnym utrudnieniem jest brak legislacji na poziomie krajowym, co może zagrozić wypełnieniu obowiązków wynikających z dyrektywy 2009/72/WE.

Wskazywanie w *Planie Rozwoju Sieci Przesyłowej* preferowanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych (wraz z kosztami ich przyłączenia), w powiązaniu z wdrożonymi, wyprzedzającymi rozwiązaniami w zakresie płatności za moc, stwarza dodatkowe szanse na zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię, gdy wystąpi zagrożenie ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Za szanse z punktu widzenia realizacji obecnej i przyszłej polityki energetycznej państwa można uznać również:

- utrzymanie w dyspozycyjności jednostek wytwórczych, planowanych do trwałego wycofania przez okres, kiedy likwidowane jednostki nie byłyby w wystarczającym stopniu uzupełniane jednostkami nowobudowanymi,
- wykorzystanie mechanizmów pozwalających na odstępstwa od zastrzonych limitów emisji przemysłowych, co umożliwi ograniczenie kosztów modernizacji instalacji wytwórczych,
- uniknięcie negatywnych konsekwencji społeczno-ekonomicznych w regionach, gdzie zlokalizowane są jednostki, świadczące usługę interwencyjnej rezerwy zimnej (ponieważ nie nastąpiło ich wycofanie z eksploatacji),
- uruchomienie przez OSP rynku usług redukcji zapotrzebowania przez odbiorców energii elektrycznej; jak wynika z doświadczeń rozwiniętych rynków energii elektrycznej, rynek ten charakteryzuje się potencjałem redukcji zapotrzebowania stanowiącym ok. 10% szczytowego zapotrzebowania na moc.

Z kolei do ryzyk w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zaliczyć można w szczególności:

- brak wdrożenia jednolitego systemu łączności radiowej dla potrzeb energetyki uniemożliwiający korzystanie z tego systemu łączności przez OSP,
- utrzymującą się wśród inwestorów niepewność, wynikającą z niezdefiniowania instrumentów ograniczających ryzyko inwestycyjne przy realizacji projektów budowy nowych mocy wytwórczych – niepewność ta może ograniczyć ich zainteresowanie uruchamianiem takich projektów, a w konsekwencji powodować wzrost kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną dla odbiorców końcowych, a także ew. implikacje dla stabilności pracy KSE,

- przewidywany wzrost mocy zainstalowanych źródeł o trudno przewidywalnej charakterystyce pracy implikujący wzrost zapotrzebowania na usługi regulacyjne, co może skutkować potrzebą istotnego zwiększenia wolumenu rezerwy interwencyjnej,
- bariery w realizacji inwestycji sieciowych.

3.2.5. Wzrost bezpieczeństwa dostaw ciepła

Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551) wprowadziła tylko jedno narzędzie wspierające działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, tzn. wsparcie poprzez system świadectw efektywności energetycznej (tzw. białych certyfikatów). Ocenia się, że sposób ten nie doprowadził do ukształtowania się oczekiwanych postaw proefektywnościowych u szerokiej grupy odbiorców końcowych

Nowe zasady regulacji cen ciepła systemowego zostały wprowadzone jedynie w odniesieniu do produkcji ciepła w skojarzeniu, poprzez tzw. metodę uproszczoną. Nie dokonano zmian zasad regulacji cen w odniesieniu do wytwarzania ciepła w ciepłowniach oraz w odniesieniu do przesyłania i dystrybucji ciepła.

System wsparcia kogeneracji utrzymano do końca 2012 r. Pomimo deklaracji nie został on przedłużony w perspektywie czasowej odpowiedniej dla realizacji celu. Nie zdefiniowano także procedury sporządzania przez gminy założeń i planów zaopatrzenia w ciepło. Brakuje rozszerzenia zakresu planów zaopatrzenia energetycznego o działania racjonalizujące i promujące lokalne zmniejszenie zużycia energii.

Udział energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej produkcji energii elektrycznej był monitorowany w niewystarczającym stopniu. Zabrakło również oceny efektywności funkcjonującego systemu (np. nie udało się zapobiec zjawisku tzw. bankowania uprawnień).

Nie przewidziano działań umożliwiających wykorzystanie potencjału systemów ciepłowniczych. Nie wprowadzono w planach zagospodarowania przestrzennego obowiązku przyłączenia do sieci w uzasadnionych ekonomicznie czy ekologicznie przypadkach. Zabrakło systemu wsparcia zachęcającego do szerszego wykorzystania ciepła i chłodu systemowego z zasobów geotermalnych. Powyższe dotyczy także ciepła i chłodu systemowego z OZE.

Działania legislacyjne, mające na celu likwidację barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych nie zostały zrealizowane. Ponadto w odniesieniu do elektrowni i elektrociepłowni nie została wykonana analiza celowości nadania inwestycjom statusu celu publicznego.

Jeżeli chodzi o ustalenie metodologii wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową, z punktu widzenia ciepłownictwa systemowego cel ten nie został zrealizowany. Zapisane zmiany w metodologii wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału nie zostały wprowadzone przepisami prawa.

Odnosnie do wprowadzenia zmian do Prawa energetycznego w zakresie zdefiniowania odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń do planów i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, należy zauważyć, że zobowiązanie do sporządzania projektu założeń na okres co najmniej 15 lat wraz z aktualizacją co najmniej raz na 3 lata ma wciąż charakter deklaracyjny. Nie rozważono możliwości realizowania przedmiotowego zadania na poziomie powiatu lub województwa. Nie dokonano również analizy możliwości zmian w planowaniu przestrzennym w przedmiotowym zakresie.

3.3. Priorytet III. Dywersyfikacja struktury wytwarzania poprzez wprowadzenie energii jądrowej

Znaczącą część zadań przewidzianych w programie działań wykonawczych PEP2030 w odniesieniu do wprowadzenia energii jądrowej udało się zrealizować, choć niektóre z opóźnieniem. Ocenia się, że jeden z celów szczegółowych – dostosowanie systemu prawnego dla sprawnego przeprowadzenia procesu rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, został osiągnięty w całości. Pozostałe cele osiągnięto częściowo, m.in. z uwagi na fakt, że budowa infrastruktury dla energetyki jądrowej jest procesem złożonym, wieloetapowym i długotrwałym. Niemniej jednak w odniesieniu do wszystkich celów szczegółowych odnotowano istotne postępy w stosunku do roku bazowego (2008).

Do osiągnięć należy zaliczyć w szczególności realizację następujących działań:

- Określenie niezbędnych zmian ram prawnych dla wdrożenia programu polskiej energetyki jądrowej oraz przygotowanie i koordynacja wdrażania tych zmian – realizacja tego działania umożliwiła rozpoczęcie procesu inwestycyjnego dla pierwszej elektrowni jądrowej,
- Przygotowanie projektu programu polskiej energetyki jądrowej będącego podstawą konsultacji społecznych oraz przeprowadzenie tych konsultacji, a następnie przedstawienie go do zatwierdzenia Radzie Ministrów – realizacja tego działania przyczyniła się do nawiązania współpracy między podmiotami odpowiedzialnymi za wdrożenie energetyki jądrowej. Określiła także ich kompetencje oraz umożliwiła pozyskanie akceptacji państw sąsiadujących z Polską dla realizacji priorytetu polityki energetycznej dotyczącego energetyki jądrowej. Zwiększyła ona również poziom akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej poprzez zaangażowanie społeczeństwa w proces konsultacji społecznych projektu *Programu polskiej energetyki jądrowej* oraz *Prognozy Oddziaływania na Środowisko PPEJ*. Ponadto, realizacja tego działania potwierdziła spełnianie przez energetykę jądrową wymogów dotyczących ochrony środowiska. Pomyślne zakończenie procedury oceny oddziaływania na środowisko *PPEJ* także powinno być uznane za znaczący sukces.
- Przygotowanie Państwowej Agencji Atomistyki do pełnienia roli dozoru jądrowego i radiologicznego dla potrzeb energetyki jądrowej – realizacja tego działania umożliwiła zbudowanie podstaw krajowego dozoru jądrowego w zakresie energetyki jądrowej. Działanie to powinno być jednak kontynuowane w celu dalszego wzmocnienia dozoru jądrowego.
- Realizacja programu kształcenia kadr dla instytucji związanych z energetyką jądrową – realizacja tego celu zapoczątkowała proces przygotowania kadr dla polskiej energetyki jądrowej. Należy tu zwrócić uwagę, że jest to proces ciągły, który musi być kontynuowany w kolejnych latach wdrażania energetyki jądrowej. Działanie to powinno zostać rozszerzone i zintensyfikowane w nowej polityce energetycznej państwa.
- Przygotowanie planów dostosowania sieci przesyłowej dla elektrowni jądrowych – zadanie jest obecnie w końcowej fazie realizacji. Przeprowadzone wstępne analizy, potwierdziły możliwość przyłączenia pierwszej elektrowni jądrowej do sieci przesyłowej w rozważanych przez PGE EJ1 lokalizacjach na północy kraju (miejscowości: Gniewino, Krokowa, Choczewo). Operator Systemu Przesyłowego (PSE) przygotował, wspólnie z PGE EJ1, wstępny program rozwoju sieci przesyłowej, który uwzględni możliwość przyłączenia pierwszej elektrowni jądrowej. Opracowany program zostanie doprecyzowany po określeniu ostatecznej lokalizacji i mocy elektrowni jądrowej.

- Rozpoznawanie zasobów uranu na terytorium Polski – stwierdzono występowanie mineralizacji uranowej zarówno na obszarach, gdzie prowadzono wydobywanie w latach 1947-1963, jak również w innych lokalizacjach. Wstępne badania wskazują na możliwość odkrycia zasobów U_3O_8 w ilości ponad 440 tys. t. Ustalenia te stanowią punkt wyjścia dla dalszych szczegółowych badań pod kątem oceny możliwości ew. wydobycia surowca na skalę przemysłową w celu dodatkowego zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o własne zasoby (uzupełniająco w stosunku do możliwości, jakie stwarza w tym zakresie międzynarodowy rynek uranu).

Za działania zrealizowane w niewystarczającym stopniu należy uznać:

- Stworzenie podstaw instytucjonalnych do przygotowania i wdrożenia programu polskiej energetyki jądrowej – instytucja odpowiedzialna za koordynację działań w zakresie rozwoju energetyki jądrowej (tj. Ministerstwo Gospodarki) została wzmocniona kadrowo w niewystarczającym stopniu, nieadekwatnym w stosunku do potrzeb i odnośnych standardów międzynarodowych. Wpływało to negatywnie na prace nad przygotowaniem dokumentu strategicznego *Program polskiej energetyki jądrowej*, zwłaszcza w początkowej fazie. Obecnie sytuacja uległa częściowej poprawie, ale niezbędne będzie dalsze wzmocnienie kadrowe.
- Przygotowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnej i edukacyjnej, dotyczącej programu polskiej energetyki jądrowej – działanie było realizowane przez 9 miesięcy (nie licząc okresu przygotowawczego), po czym przerwano je wskutek odebrania funduszy na wniosek Ministra Finansów.
- Budowa zaplecza naukowo-badawczego oraz wspieranie prac nad nowymi technologiami reaktorów i synergią węglowo-jądrową. Przygotowanie programu udziału Polski we wszystkich fazach cyklu paliwowego – wprowadzono utworzono Narodowe Centrum Badań Jądrowych, ale odnośne środki w budżecie państwa nie zostały zabezpieczone w wysokości zakładanej w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012*.

W odniesieniu do zadań zapisanych w *Programie działań wykonawczych na lata 2009-2012* do szans w zakresie przyszłego rozwoju energetyki jądrowej należy zaliczyć następujące zadania:

- Realizacja programu kształcenia kadr dla instytucji związanych z energetyką jądrową – rozszerzenie obecnego zakresu działań w tej dziedzinie, i ich przyspieszenie, pozwoli na oparcie programu energetyki jądrowej na polskich kadrach oraz będzie stymulowało rozwój polskich instytutów badawczych i uczelni, wpływając także na poziom kształcenia.
- Przygotowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnej i edukacyjnej, dotyczącej programu polskiej energetyki jądrowej – wznowienie realizacji kampanii informacyjnej i edukacyjnej pozwoli na utrzymanie i zwiększenie akceptacji społecznej dla rozwoju energetyki jądrowej, która jest podstawowym warunkiem realizacji programu jądrowego.
- Budowa zaplecza naukowo-badawczego oraz wspieranie prac nad nowymi technologiami reaktorów i synergią węglowo-jądrową. Przygotowanie programu udziału Polski we wszystkich fazach cyklu paliwowego – realizacja tego działania umożliwi oparcie programu energetyki jądrowej o krajowe zaplecze badawcze i podniesie poziom naukowy zaangażowanych instytutów badawczych.

- Przygotowanie udziału polskiego przemysłu w programie energetyki jądrowej – zdynamizowanie realizacji tego zadania pozwoli na maksymalizację udziału krajowego przemysłu w programie energetyki jądrowej.
- Rozpoznawanie zasobów uranu na terytorium Polski – kontynuowanie realizacji tego zadania pozwoli na zinwentaryzowanie krajowych zasobów uranu i określenie możliwości jego przemysłowego wydobycia. W przypadku braku ekonomicznego uzasadnienia dla rozpoczęcia eksploatacji w obecnych warunkach rynkowych, złoża zostaną uznane za rezerwę strategiczną.

Ocenia się, że istotne ryzyko dla przyszłej polityki energetycznej państwa może stworzyć niepełna lub nieterminowa realizacja następujących działań:

- Realizacja programu kształcenia kadr dla instytucji związanych z energetyką jądrową – w przypadku braku włączenia ośrodków naukowo-badawczych i przemysłowych w realizację tego działania, istnieje ryzyko nieprzygotowania w odpowiednim czasie i liczebności kadry niezbędnej do wdrażania programu energetyki jądrowej, co może implikować opóźnienia w jego realizacji oraz konieczność zaangażowania większej liczby ekspertów z zagranicy.
- Przygotowanie i przeprowadzenie kampanii informacyjnej i edukacyjnej, dotyczącej programu polskiej energetyki jądrowej – brak realizacji tego zadania w odpowiedniej skali stwarza bardzo wysokie ryzyko utraty akceptacji społecznej dla energetyki jądrowej, co w konsekwencji doprowadzić może nawet do wstrzymania realizacji programu energetyki jądrowej.
- Budowa zaplecza naukowo-badawczego oraz wspieranie prac nad nowymi technologiami reaktorów i synergią węglowo-jądrową. Przygotowanie programu udziału Polski we wszystkich fazach cyklu paliwowego – brak kompetentnego krajowego zaplecza naukowo-badawczego przystosowanego do potrzeb energetyki jądrowej może spowodować wzrost kosztów implementacji programu, opóźnienia w jego realizacji oraz utratę wielu szans rozwojowych dla gospodarki narodowej.
- Przygotowanie udziału polskiego przemysłu w programie energetyki jądrowej – brak prawidłowej realizacji tego działania może implikować opóźnienia w implementacji programu energetyki jądrowej i wzrost kosztów jego realizacji (w związku z potrzebą angażowania podmiotów zagranicznych), a także utratę szans na utworzenie w gospodarce narodowej nowych miejsc pracy dla osób o wysokich kwalifikacjach.

3.4. Priorytet IV. Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw

System wspierania przedsiębiorców produkujących energię elektryczną z odnawialnych źródeł w omawianym okresie stanowił jeden z elementów dywersyfikacji dostaw źródeł energii. Biorąc pod uwagę dość krótki okres funkcjonowania systemu wsparcia OZE, dotychczasowy wpływ branży energetyki odnawialnej na poprawę bezpieczeństwa energetycznego można ocenić jako umiarkowany.

Istotnym elementem w realizacji polityki rozwoju OZE było przyjęcie przez Radę Ministrów w dniu 7 grudnia 2010 r. *Krajowego planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* (KPD). Dokument ten przedstawia ścieżkę dochodzenia do 15% udziału OZE w wytwarzaniu energii finalnej w Polsce w podziale na energię elektryczną, ciepło i chłód oraz energię odnawialną w transporcie do 2020 r. W omawianym okresie ścieżka wzrostu udziału OZE w zużyciu energii finalnej była realizowana zgodnie z KPD.

Realizacja wielu projektów energetycznych była możliwa dzięki wsparciu inwestycyjnemu ze środków UE, NFOŚiGW oraz WFOŚiGW. Wzrost udziału OZE w finalnym zużyciu energii wynikał w szczególności z funkcjonowania odnośnych mechanizmów wsparcia (tzw. zielonych certyfikatów) oraz realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW). Ocenia się, że w rozpatrywanym okresie przepisy prawne w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w OZE właściwie regulowały zasady korzystania z mechanizmu wsparcia.

W wyniku inwentaryzacji nadzorowanej przez Ministra Środowiska powstała elektroniczna baza danych, która zawiera blisko 13,5 tysiąca urządzeń piętrzących, które ze względu na interes Skarbu Państwa oraz uzasadniony interes użytkowników wód mogą być wykorzystane na cele energetyczne. Istniejące urządzenia piętrzące Skarbu Państwa wykorzystywane są w 4,5%.

W odniesieniu do problematyki biopaliw za osiągnięcie można uznać zaliczenie paliwa B100 w poczet paliw, od których rolnicy mogą odliczać podatek akcyzowy zawarty w cenie paliwa. Skłoniło to najbardziej zainteresowaną grupę konsumentów (tj. rolników) do stosowania tego paliwa w maszynach rolniczych. Ponadto, poprzez zmiany w ustawie z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. Nr 169, poz. 1200), zwiększono dopuszczalny udział estrów w oleju napędowym.

Pełne wdrożenie przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych³¹ (w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju) wymagało dłuższej perspektywy czasowej z uwagi na poziom skomplikowania polskiego systemu monitorowania rynku biokomponentów i biopaliw ciekłych.

Nie doszło do nadmiernego wykorzystania obszarów rolniczych na cele OZE i biopaliw kosztem produkcji na cele rolnicze, natomiast brak odpowiedniego sterowania systemem doprowadził do strat licznych grup producenckich. Urząd Regulacji Energetyki prowadził prace nad podstawami funkcjonowania systemu uwierzytelniania biomasy – Krajowym Systemem Uwierzytelniania Biomasy.

³¹ Dz.U.L 140 z 5 czerwca 2009 r.

Program *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020 w każdej gminie* był realizowany w dość ograniczony sposób.

Pomimo monitorowania funkcjonowania mechanizmów świadectw pochodzenia, brak korekt legislacyjnych w stosownym czasie oraz brak scenariuszy ewentualnej interwencji w celu ustabilizowania sytuacji na rynku doprowadził do spadku realnej wartości zielonych certyfikatów. Niezadowolające było również wykorzystanie środków z opłaty zastępczej na wsparcie budowy nowych jednostek wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.

Istniejące możliwości kwalifikacji części energii wytworzonej w spalarni odpadów do energii z OZE stanowiły tylko częściowe rozwiązanie problemu konieczności zagospodarowania odpadów, których nie można składować. Brak instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych był jedną z głównych przyczyn niewykorzystania potencjału energetycznego odpadów oraz osadów ściekowych.

W analizowanym okresie wciąż trwały prace legislacyjne umożliwiające wykorzystywanie nowoczesnych biokomponentów i biopaliw, w szczególności w zakresie dostosowania wymagań jakościowych paliw i biopaliw ciekłych do odpowiednich norm. Definicje paliw ciekłych i biopaliw ciekłych znacząco ograniczały możliwość wykorzystania biokomponentów II generacji. Niezrealizowany został postulat uruchomienia produkcji zaawansowanych biopaliw, która w szybkim tempie rozwijana jest w niektórych państwach członkowskich UE. Brakowało również kompleksowego wsparcia finansowego w postaci ulg podatkowych dla biopaliw.

W okresie 2009-2012 nie zwiększono dopuszczalnego udziału biokomponentów w benzynie. Ponadto nie została dokonana zmiana obliczania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego, np. poprzez wprowadzenie możliwości przenoszenia nadwyżek dotyczących wypełnienia NCW między podmiotami zobowiązanymi do jego realizacji.

3.5. Priorytet V: Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii

3.5.1. Rynek energii elektrycznej

W odniesieniu do rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej zrealizowane zostały w szczególności następujące działania:

- w ramach prac Zespołu Doradczego ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej (ZDREE), OSP opracował i zaprezentował w listopadzie 2010 r. model rynku zgodny z założeniami PEP2030, tj. oparty na cenach węzłowych. W toku prac Zespołu ustalono, że reforma rynku będzie wdrażana dwuetapowo. Szczegóły zaproponowanych zmian w architekturze rynku energii elektrycznej zostały zawarte w dokumencie *Rekomendacje w zakresie modyfikacji modelu rynku energii elektrycznej w Polsce*, który we wrześniu 2012 r. został przyjęty przez ZDREE,
- w ramach realizacji pierwszego etapu zmian rynku energii elektrycznej przewidywanych w rekomendacjach ZDREE, PSE S.A. przygotował szczegółową specyfikację funkcjonalną informatycznego systemu do zarządzania rynkiem bilansującym energią elektryczną,
- rozwiązania w zakresie rynku dnia bieżącego zostały opracowane przez OSP i wdrożone jako obowiązujące od 1 grudnia 2009 r. Alokacja zdolności przesyłowych w całym regionie Europy Środkowo-Wschodniej jest od stycznia 2009 r. prowadzona w ramach aukcji *explicit* w trybie dobowym, miesięcznym i rocznym, zarządzanych przez regionalne biuro aukcyjne (*Central Allocation Office*). Przetargi na zdolności transgraniczne są prowadzone także w ramach rynku dnia bieżącego na połączeniach synchronicznych KSE, tj. z systemami Niemiec, Czech i Słowacji. Są one realizowane od grudnia 2010 r. w ramach aukcji *explicit* zarządzanych przez czeskiego operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.
- ponadto na połączeniu *SwePol* wdrożono przy współpracy z TGE i NordPool alokację zdolności przesyłowych w ramach mechanizmu *market coupling* (od grudnia 2010 r.).
- uzgodniono pomiędzy stowarzyszeniem OSD (PTPiREE) a stowarzyszeniem spółek obrotu (TOE) wzór Generalnej Umowy Dystrybucji dla usług kompleksowych (GUDk), na skutek czego OSD w szybkim czasie dokonały dostosowania systemów informatycznych w celu umożliwienia wejścia w życie GUDk; dzięki tym działaniom OSD od 1 stycznia 2014 r. możliwe jest zawieranie przez wszystkich sprzedawców energii umów kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci niskiego napięcia, co stało się znacznym krokiem w kierunku dalszej liberalizacji rynku energii.

W omawianym okresie opracowanie standardów umów przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej oraz określenie przejrzystych zasad zawierania umów przyczyniło się do wyrównania pozycji konkurencyjnej podmiotów korzystających z usług przesyłania i/lub działających na rynku energii elektrycznej. Opublikowanie informacji i dokumentów niezbędnych do zawarcia umów (tj. wniosków o zawarcie umowy, standardów umów, wzorów oświadczeń, a także opisu procesu zawierania umowy)³² znacznie ułatwiło nowym kontrahentom rozpoczęcie działalności. Wpłynęło to bezpośrednio na rozwój rynku konkurencyjnego oraz przyczyniło się do ograniczenia barier w zakresie zmiany sprzedawcy energii.

³² www.pse-operator.pl

Rozpoczęty proces instalacji liczników elektronicznych ze zdalnym odczytem stanowi krok w kierunku realizacji celów szczegółowych „zniesienie barier przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej i gazu” oraz „rozwój mechanizmów konkurencji jako głównego środka do racjonalizacji cen energii”, w obszarze przedsiębiorstw.³³ Jednakże brak jednolitego standardu udostępniania danych pomiarowych odbiorcom stanowi istotne ograniczenie dla procedur zmiany sprzedawcy, a tym samym rozwoju konkurencji w sektorze sprzedawców energii elektrycznej.

Stopień rozpowszechnienia wśród odbiorców komunalnych liczników elektronicznych z możliwością zdalnego odczytu³⁴ należy uznać za niewystarczający. Prezes URE, w poprzednich latach, mając na względzie rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej i bezpieczeństwa energetycznego konsekwentnie definiował wymagania dla rozwoju systemu inteligentnego opomiarowania bazującego na licznikach zdalnego odczytu (licznikach elektronicznych z dwukierunkową komunikacją). Ustawodawca nie wprowadził jednak regulacji prawnych dotyczących obowiązku wdrożenia liczników zdalnego odczytu, harmonogramu tego wdrożenia oraz rynku opomiarowania, zatem OSD wdrożyły liczniki AMI w zależności od decyzji podejmowanych w oparciu o analizę opłacalności i plany rozwoju danej spółki, zatwierdzane przez Prezesa URE.

Projektowane przepisy prawa, obligujące operatorów systemów elektroenergetycznych do wdrożenia na szeroką skalę systemów inteligentnego opomiarowania nie weszły ostatecznie w życie, co będzie implikować dalsze opóźnienie we wdrożeniu inteligentnego opomiarowania.

Za obiecujące należy uznać w szczególności następujące obszary działań:

- rozwój mechanizmów konkurencji (w celu racjonalizacji cen energii),
- udział w budowie regionalnego rynku energii elektrycznej (w szczególności zwiększenie stopnia koordynacji w procesie wyznaczania i alokacji zdolności przesyłowych oraz zwiększenie efektywności wymiany transgranicznej na połączeniu Polska – Szwecja wprowadzeniu mechanizm alokacji *market coupling*),
- wdrożenie efektywnego mechanizmu bilansowania energii elektrycznej wspierającego bezpieczeństwo dostaw energii, handel na rynkach terminowych i rynkach dnia bieżącego, oraz identyfikację i alokację indywidualnych kosztów dostaw energii,
- utworzenie płynnego rynku *spot* i rynku kontraktów terminowych energii elektrycznej.

Szansą z punktu widzenia realizacji polityki energetyki państwa byłaby eliminacja barier dotyczących zmiany sprzedawcy energii. Dobre praktyki w zakresie sprzedaży i umów, w tym w szczególności ułatwienia w zakresie zmiany sprzedawcy, w tym udostępnienie danych pomiarowych odbiorcom

³³ W obszarze odbiorców komunalnych, w związku z nadal obowiązującą regulacją taryf sprzedażowych, które dla tej grupy odbiorców są zatwierdzane przez Prezesa URE i brakiem liczników zdalnego odczytu umożliwiających bieżący odczyt, zmiany sprzedawców są nadal sporadyczne.

³⁴ Rozpowszechnienie liczników inteligentnych energii elektrycznej (ang. *smart metering*) przewiduje 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. Środki wskazane w ww. dyrektywie, a dotyczące ochrony konsumentów przewidują, iż w przypadku, gdy rozpowszechnianie liczników inteligentnych zostanie przez państwo członkowskie ocenione pozytywnie, to wówczas do 2020 r. wyposaża się w inteligentne systemy pomiarowe przynajmniej 80% konsumentów.

energii, powinny zostać wdrożone przez podmioty świadczące usługi dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Rozpowszechnienie liczników elektronicznych z możliwością zdalnego odczytu u odbiorców komunalnych należy uznać za szansę na ułatwienie zmian sprzedawcy w tym obszarze, w szczególności po zwolnieniu przedsiębiorstw obrotu z przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców grupy taryfowej G. Instalacja tych liczników umożliwi również wprowadzanie przez przedsiębiorstwa energetyczne dynamicznych rozwiązań taryfowych dla odbiorców, którzy uzyskają możliwość bardziej elastycznego reagowania np. na zmiany cen energii elektrycznej na rynku oraz dostosowywania poboru energii elektrycznej, co przyczyni się do poprawy konkurencyjności na rynku energii elektrycznej.

Za istotne ryzyko należy uznać opóźnienie wprowadzenia ustawowego obowiązku wdrożenia systemów inteligentnego opomiarowania opartych o liczniki zdalnego odczytu przez operatorów systemów dystrybucyjnych, oznaczające niewypełnienie obowiązku określonego dyrektywą 2009/72/WE³⁵.

³⁵ 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. U. L. 211 z 14 sierpnia 2009 r.).

3.5.2. Rynek gazu ziemnego

Od 2009 r. podjęto szereg działań, nakierowanych na osiągnięcie celu jakim jest stworzenie konkurencyjnego rynku gazu ziemnego bez regulacji cenowej w segmencie odbiorców przemysłowych. Działania te okazały się jednak niewystarczające do osiągnięcia tego celu w okresie 2009-2012 (nie udało się wycofać regulacji cen gazu ziemnego dla wszystkich odbiorców komercyjnych), jednakże mają istotne znaczenie dla jego osiągnięcia w przyszłości.

Do głównych osiągnięć w zakresie tworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego należy zaliczyć realizację następujących działań:

- Przyjęcie ustawy z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 234, poz. 1392), która ułatwiła dostęp przedsiębiorców do rynku gazu ziemnego wprowadzając wyższe progi zwalniające z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i pozwoliła utrzymywać zapasy obowiązkowe poza granicami Polski.
- Nowelizację rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 20 sierpnia 2012 r. zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. poz. 968) – wprowadzono do systemu prawnego możliwości funkcjonowania w sieci przesyłowej tzw. punktu wirtualnego, umożliwiającego handel gazem w oderwaniu od fizycznej jego lokalizacji w sieci.
- Uruchomienie w grudniu 2012 r. obrotu gazem ziemnym na Towarowej Giełdzie Energii oraz kolejne dodatkowe produkty w zakresie gazu oferowane na giełdzie.
- Przedstawienie projektu ustawy – Prawo gazowe w grudniu 2011 r. oraz przyjęcie w lipcu 2013 r. ustawy z 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 984), której celem było m.in.: zwiększenie ochrony odbiorców paliw gazowych, wprowadzenie obowiązku publicznego obrotu gazem ziemnym jako instrumentu ułatwiającego osiągnięcie celu, jakim jest konkurencyjny rynek gazu ziemnego, ułatwienie przedsiębiorstwom gazowniczym uczestnictwa w rynku gazu ziemnego, m.in. poprzez bezpośrednią możliwość uczestnictwa w obrocie na giełdzie towarowej oraz możliwość utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terytorium innych państw członkowskich Unii Europejskiej.
- Zwolnienie kolejnych przedsiębiorstw obrotu gazem ziemnym z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE na giełdzie towarowej (w grudniu 2012 r.).
- Budowę infrastruktury przesyłowej, w tym połączeń międzysystemowych, terminalu LNG i pojemności magazynowych, których realizacja jest warunkiem koniecznym do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego państwa oraz pojawienia się innych niż dostawca zasiedziały podmiotów na krajowym rynku gazu.

Za niewystarczającą należy uznać realizację poniższych działań:

- Wdrożenie *Mapy drogowej uwolnienia cen gazu ziemnego* – w związku z brakiem realizacji kolejnych kroków przewidzianych w dokumencie, a co za tym idzie brakiem zwolnienia kolejnych grup odbiorców z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia przez Prezesa URE.

- Zapewnienie efektywnego prawa do zmiany sprzedawcy gazu ziemnego dla dużych odbiorców przemysłowych – w chwili obecnej rynek nie wykazuje płynności potrzebnej dużym odbiorcom do dywersyfikacji portfela dostaw przez transakcje na rynku krajowym gazu ziemnego.
- Eliminację barier rynkowych dla nowych podmiotów na rynku gazu.
- od 2009 r. zwiększył się przywóz gazu przez podmioty alternatywne wobec PGNiG S.A. (2013 r. – ok. 600 mln m³). Na koniec I kwartału 130 podmiotów posiadało koncesję na obrót paliwami gazowymi. Natomiast 42 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. W I kwartale 2014 r. wolumen transakcji zrealizowanych w punkcie OTC wyniósł 405,7 GWh (ok. 50 mln m³), natomiast na giełdzie towarowej 1 108 GWh (100 mln m³). W większości handel gazem odbywa się ciągle na punktach wejścia na granicy oraz na punktach wyjścia do odbiorców.

Za największą szansę dla stworzenia konkurencyjnego rynku gazu ziemnego należy uznać rozbudowę infrastruktury gazowej. Pozwoli ona na stworzenie płynnego punktu obrotu międzynarodowego, a przez to na zwiększenie konkurencji na rynku gazu ziemnego. Efektem tych działań będzie wzrost konkurencyjności w dostawach surowca do odbiorców, a przez to zmiana cen gazu ziemnego dla odbiorców, co może przełożyć się bezpośrednio na konkurencyjność gazu ziemnego jako paliwa. Szansą jest również zwiększenie koordynacji działań między regulatorami rynku – Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Urzędem Regulacji Energetyki i Komisją Nadzoru Finansowego – w celu skutecznej regulacji rynku gazu ziemnego.

Największym ryzykiem związanym z liberalizacją rynku gazu ziemnego jest konieczność wypełniania długoterminowych umów związanych z dostawami gazu ziemnego na terytorium Polski. Wdrażanie instrumentów umożliwiających stworzenie konkurencji na krajowym rynku gazu ziemnego powinno odbyć się tak, aby nie stanowiło zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Kluczowe jest również wprowadzanie mechanizmów zwalniających z regulacji cen w sytuacji, kiedy istnieje realna siła przetargowa odbiorców w danym segmencie rynku, tak by nie istniała możliwość narzucania rażąco wygórowanych cen.

3.6. Priorytet VI. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko

Implementacja dyrektyw: 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych³⁶ i 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych³⁷ (a ponadto dyrektyw: 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych i 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. o efektywności energetycznej)³⁸ w powiązaniu ze spodziewaną dynamiką cen uprawnień do emisji CO₂ implikowała podjęcie przez energetykę zawodową i przemysłową skutecznych działań zmniejszających emisję głównych zanieczyszczeń, z korzyścią dla środowiska. Redukcja emisji SO₂ oraz NO_x była wspierana ze środków UE oraz przez system GIS (ang. *Green Investment Scheme* – System Zielonych Inwestycji).

W 2010 r. uruchomiono strategiczny program badań naukowych i prac rozwojowych pn. *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*. Wyniki programu będą istotnym wsparciem dla wdrożenia wyników badań naukowych i technologii bazujących na głównym polskim surowcu energetycznym, jakim jest węgiel, a także na innych dostępnych w Polsce źródłach energii pierwotnej.

Za osiągnięcia realizacji polityki energetycznej państwa w ramach priorytetu dotyczącego ograniczania oddziaływania energetyki na środowisko mogą być uznane w szczególności:

- Implementacja do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2013 r., poz. 1232, z późn. zm.) przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy³⁹, w tym zwłaszcza wdrożenie systemu monitorowania, oceny i informowania o jakości powietrza (m.in. poprzez Krajowy Portal Jakości Powietrza, który działa od 2011 r.).
- Wprowadzenie z dniem 1 stycznia 2013 r. – na mocy przepisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska – obowiązku przygotowania i realizacji programów ochrony powietrza (POP) na obszarze stref, w których poziomy substancji w powietrzu nie są dotrzymane.
- Wykorzystanie środków z funduszy UE na dostosowanie instalacji dużego spalania do pułapów emisji ustalonych w Traktacie Akcesyjnym⁴⁰.
- Programy NFOŚiGW wdrażane w ramach GIS – Kawka, Sowa, Gazela itp.

W zakresie działań zrealizowanych w niewystarczającym stopniu, w szczególności należy wskazać, że:

- Odstąpiono od wprowadzenia krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji SO₂ i NO_x, którego celem było wymuszenie szybszej redukcji emisji przez duże instalacje spalania.
- Nie opracowano systemu wykorzystania przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ do wspierania działań ograniczających poziom emisji CO₂.

³⁶ Dz. U. L. 140 z 5 czerwca 2009 r.

³⁷ Dz. U. L. 334 z 17 grudnia 2010 r.

³⁸ Dz. U. L. 315 z 14 listopada 2012 r.

³⁹ Dz. U. L. 152 z 11 czerwca 2008 r.

⁴⁰ Traktat o przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej, podpisany 16 kwietnia 2003 r. w Atenach (Dz. U. z 2004 r. Nr 90, poz. 864).

- Nie ustanowiono wieloletniego programu ograniczenia emisji z procesów spalania w mieszkalnictwie.

Nie zrealizowano również działań dotyczących technologii CCS (sekwestracja dwutlenku węgla, ang. *Carbon Capture and Storage*), w tym odstąpiono od realizacji projektu demonstracyjnego CCS w Elektrowni Bełchatów. W tym kontekście należy jednak zauważyć, że zaniechania i opóźnienia w podejmowaniu decyzji o budowie instalacji CCS wystąpiły także w innych państwach członkowskich UE, co wskazuje na potrzebę ponownego poddania tej kwestii debacie na poziomie unijnym, m.in. z uwagi na wysokie koszty tej technologii oraz opór społeczny wobec propozycji składowania CO₂ w strukturach lądowych.

W niewystarczającym stopniu realizowane były działania dające przedsiębiorstwom energetycznym możliwość wykorzystania na cele energetyczne paliw wytwarzanych na bazie odpadów (SRF, ang. *Solid Recovered Fuels*) – nie uwzględniono tej możliwości w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 95, poz. 558) ani w ustawie z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2013 r. poz. 21, z późn. zm.). Analogiczny problem dotyczy osadów ściekowych, które w znacznym stopniu mogłyby być wykorzystywane na cele energetyczne. Obowiązujące rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 czerwca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów komunalnych (Dz. U. Nr 117, poz. 788) dot. możliwości kwalifikacji części energii wytworzonej w spalarni odpadów do energii z OZE, stanowi tylko częściowe rozwiązanie problemu konieczności zagospodarowania odpadów, których nie będzie można składować.

Za nie w pełni skuteczne należy uznać podejmowane działania dotyczące ograniczenia niskiej emisji (pochodzącej głównie z systemów grzewczych w sektorze bytowo-komunalnym). Obecnie sześć polskich miast jest na liście dziesięciu najbardziej zanieczyszczonych miast europejskich⁴¹. W 2012 r. zwiększyły się emisje pyłów i tlenku węgla, w szczególności frakcji pyłu PM10 (o ok. 2%)⁴². W omawianym okresie odnośne normy były stale przekroczone na większej części terytorium kraju.

Szanse w obszarze ograniczania oddziaływania energetyki na środowisko można zidentyfikować w obszarze koordynacji szeregu inicjatyw już obecnie realizowanych przez administrację rządową, samorządową i organizacje pozarządowe na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia udziału OZE i zrównoważonej gospodarki energią w celu zwiększenia ich skuteczności.

Za szansę należy uznać także opracowanie systemu wykorzystania przychodów z aukcji uprawnień do emisji CO₂ do wspierania działań ograniczających emisję gazów cieplarnianych, a także zintensyfikowanie działań dotyczących prac badawczo-rozwojowych z obszaru technologii CCS (wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla) oraz technologii czystego węgla (m.in. zgazowanie węgla pod ziemią), z uwagi na fakt, że zdecydowana większość emisji CO₂ w Polsce powstaje ze spalania węgla kamiennego i brunatnego.

Jako ryzyko w tym obszarze polityki energetycznej można wskazać w szczególności zaostrenie polityki UE w zakresie jakości powietrza poprzez m.in.: wprowadzenie bardziej restrykcyjnych standardów (propozycje w zakresie nowelizacji dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady

⁴¹ Za Europejską Agencją Środowiska www.eea.europa.eu

⁴² Za Głównym Inspektorem Ochrony Środowiska www.gios.gov.pl

2008/50/WE z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy⁴³) i objęcie średnich jednostek spalania pułapami emisji (projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania⁴⁴ – tzw. dyrektywa MCP). W przypadku utrzymania bilansu paliwowego energetyki zawodowej w obecnym kształcie dostosowanie się do nowych wymogów określonych przepisami prawa UE może implikować poważne wyzwania. Z tych samych względów należy podjąć działania prowadzące do poprawy jakości urządzeń grzewczych w budownictwie oraz ograniczenia przyrostu emisji w transporcie.

Ponadto należy uwzględnić możliwe tempo dostosowywania energetyki, ciepłownictwa, przemysłu i transportu do coraz wyższych wymagań w zakresie ochrony środowiska, wynikających w szczególności z obowiązujących i projektowanych przepisów następujących dyrektyw UE:

- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych⁴⁵ i jej ewentualna nowelizacja, ustanawiająca nowe standardy emisji SO₂, NO_x i pyłów oparte na najlepszych dostępnych technikach (BAT); analizy zanieczyszczeń gleby, ziemi i wód gruntowych z koniecznością ewentualnej remediacji; monitorowanie i ograniczanie emisji rtęci,
- projekt dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania⁴⁶ – objęcie mniejszych jednostek wytwórczych standardami emisji zanieczyszczeń,
- dyrektywa 2008/50/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 maja 2008 r. w sprawie jakości powietrza i czystsze powietrze dla Europy (tzw. dyrektywa CAFE)⁴⁷,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/81/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza⁴⁸,
- dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE z dnia 23 października 2000 r. ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej⁴⁹ – opłaty za korzystanie z wód powierzchniowych przez energetykę i przemysł.

⁴³ Dz. U. L. 152 z 11 czerwca 2008 r.

⁴⁴ COM (2013) 919 final

⁴⁵ Dz. U. L. 334 z 17 grudnia 2010 r.

⁴⁶ COM (2013) 919 final

⁴⁷ Dz. U. L. 152 z 11 czerwca 2008 r.

⁴⁸ Dz. U. L. 309 z 27 listopada 2001 r.

⁴⁹ Dz. U. L. 327 z 22 grudnia 2000 r.

4. Wnioski i rekomendacje

Priorytet I. Poprawa efektywności energetycznej

- Polityka energetyczna państwa również w przyszłości powinna uwzględniać takie cele, jak:
 - dwukrotny wzrost do 2030 r. produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji (w porównaniu do produkcji w 2006 r.) w oparciu o lokalne zasoby,
 - zapewnienie rozwoju systemów wsparcia dla kogeneracji i ciepłownictwa,
 - zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych lub modernizację istniejących,
 - zmniejszenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłce i dystrybucji (m.in. poprzez modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej).
- Należy uwzględnić możliwość ewentualnej rewizji systemu białych certyfikatów w szczególności pod kątem ewentualnego wydłużenia perspektywy obowiązywania mechanizmu i wprowadzenia ciągłego procesu przyjmowania ofert przetargowych przez Prezesa URE.

Priorytet II. Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii

a) Węgiel

- Rodzime zasoby węgla powinny być gwarantem bezpieczeństwa energetycznego Polski. Aby umożliwić ich wykorzystanie w tym charakterze konieczne jest równoległe prowadzenie następujących działań:
 - tworzenie warunków do efektywnego ekonomicznie wydobycia ze złóż krajowych i restrukturyzacja sektora celem zwiększenia jego konkurencyjności w stosunku do importu,
 - dokonywanie zmian technologicznych w energetyce konwencjonalnej, zmierzających do ograniczenia poziomu emisji CO₂ w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej,
 - kontynuowanie prac badawczo-rozwojowych ukierunkowanych na rozwój tzw. czystych technologii węglowych (CTW) oraz poszukiwanie alternatywnych możliwości zastosowania paliwa węglowego.
- Analiza przyszłego zapotrzebowania na węgiel kamienny i brunatny do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła potwierdza kluczową rolę krajowego sektora węglowego jako dostawcy paliw dla sektora energetycznego. W przewidywalnym okresie węgiel pozostanie podstawą bezpieczeństwa energetycznego Polski.
- Zjawisko nadpodaży węgla energetycznego (na rynkach światowych i na rynku krajowym) może mieć charakter przejściowy. W dłuższym okresie powrót gospodarki światowej na ścieżkę wzrostu gospodarczego przyczyni się prawdopodobnie do zwiększenia popytu na surowce energetyczne. Własne zasoby węgla pozwolą wówczas ograniczyć ryzyko wystąpienia negatywnych konsekwencji gospodarczych, związanych z ewentualnym wzrostem cen.
- W celu utrzymania konkurencyjnej pozycji węgla krajowego konieczne są zdecydowane działania naprawcze i restrukturyzacyjne w podmiotach sektora, ukierunkowane na ograniczenie kosztów

produkcji węgla, w celu poprawy jego pozycji konkurencyjnej w stosunku do węgla importowanego.

- Konieczne jest pilne zakończenie prac nad ustaleniem wykazu złóż o strategicznym znaczeniu dla gospodarki podlegających ochronie przed zabudową oraz przyjęcie założeń dla długoterminowego funkcjonowania górnictwa węglowego ze względu na wyczerpywanie się złóż obecnie eksploatowanych i długie cykle realizacji inwestycji, mających na celu uruchomienie nowych złóż.
- Ewentualne dalsze procesy prywatyzacyjne podmiotów sektora górnictwa powinny być poprzedzone przyjęciem przez Radę Ministrów nowej, kompleksowej i długookresowej strategii funkcjonowania sektora, uwzględniającej w szczególności kierunki niezbędnych działań restrukturyzacyjnych oraz uwarunkowania społeczne.

b) ropa naftowa

- Ograniczone krajowe zasoby ropy naftowej oznaczają, że zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa zaopatrzenia rynku krajowego w ropę naftową i paliwa ma infrastruktura (terminal naftowy w Gdańsku, rurociągi, rafinerie i bazy magazynowe) w tym jej stan, bezpieczeństwo funkcjonowania i warunki rozwoju. Zagadnienia te muszą być odpowiednio uwzględnione w nowej polityce energetycznej państwa.
- Potrzeba zapewnienia krajowego zapotrzebowania na paliwa i prawidłowego funkcjonowania sektora paliwowego implikuje potrzebę podejmowania działań mających na celu:
 - usprawnienie funkcjonowania systemu zapasów obowiązkowych ropy naftowej,
 - zapewnienie przeciwdziałania ewentualnym naruszeniom przepisów na rynku paliw,
 - ułatwienie realizacji kapitałochłonnych projektów inwestycyjnych.
- Przy podejmowaniu decyzji dotyczących realizacji projektów inwestycyjnych w zakresie infrastruktury przesyłowej paliw należy uwzględnić szeroki zakres przesłanek warunkujących ich ewentualną realizację, z uwzględnieniem zarówno ekonomicznych metod określania ryzyka inwestycyjnego, jak i aspektów związanych z dywersyfikacją kierunków dostaw ropy naftowej do Polski.

c) gaz

- Należy kontynuować działania mające na celu umożliwienie dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego, w tym zmierzające do utworzenia w Polsce punktu międzynarodowego obrotu gazem ziemnym w Europie Środkowej.
- Konieczne jest przyjęcie kompleksowych regulacji ułatwiających prowadzenie inwestycji w zakresie rozwoju infrastruktury liniowej i magazynowej gazu ziemnego. W tym kontekście należy uwzględnić możliwość wykorzystania doświadczeń wynikających ze stosowania ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. Nr 84, poz. 700, z późn. zm.).

d) energia elektryczna

- Niezbędne jest wprowadzenie rozwiązań legislacyjnych eliminujących bariery i upraszczających procedury związane z procesem przygotowania formalno-prawnego inwestycji w sektorze energetyki.

- Konieczna jest kontynuacja rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w celu wzrostu bezpieczeństwa dostaw.
- Należy rozważyć wprowadzenie regulacji prawnych w zakresie odpowiedzialności organów samorządowych za przygotowanie lokalnych założeń do planów zaopatrzenia w energię oraz wprowadzenia planów lokalizacji urządzeń przesyłowych.
- Szacuje się, że znacząca większość linii przesyłowych i dystrybucyjnych posiada nieuregulowany stan prawny w zakresie posiadania nieruchomości. Istnieje zatem potrzeba uregulowania statusu gruntów, na których posadowione są linie elektroenergetyczne.
- Należy zapewnić stabilne otoczenie inwestycyjne i regulacyjne w celu stworzenia impulsu do inwestycji w nowe konwencjonalne i niskoemisyjne oraz jądrowe moce wytwórcze zapewniające bezpieczeństwo energetyczne, zwłaszcza w kontekście przewidywanego wzrostu konsumpcji energii elektrycznej.
- Z uwagi na spodziewany rozwój energetyki rozproszonej, wobec przewidywanej dużej skali przyłążeń zmianie musi ulec struktura sieci (zaprojektowanej w przeszłości pod kątem przesyłania energii z elektrowni systemowych do odbiorcy), której przebudowa powinna być wspomagana np. przez stosowne regulacje dla inwestycji sieciowych.
- Z uwagi na wzrost ilości energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach OZE o trudno przewidywalnej charakterystyce pracy, często nieskorelowanej z zapotrzebowaniem na energię, konieczne jest wprowadzenie rozwiązań wspierających badania i rozwój w zakresie magazynowania energii elektrycznej oraz określenie warunków ich funkcjonowania na rynku energii elektrycznej, w tym określenie mechanizmów wsparcia.
- Przy ustalaniu metodyki wyznaczania wysokości zwrotu z zainwestowanego kapitału, jako elementu kosztu uzasadnionego w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych dla inwestycji w infrastrukturę sieciową należy uwzględnić w szczególności potrzebę:
 - zapewnienia w długiej perspektywie czasowej środków dla inwestowania w sieci,
 - formułowania długoterminowych planów rozwoju sieci,
 - kształtowania warunków do realizacji inwestycji ujętych w planach rozwoju.
- Zasadnym jest wprowadzenie standardu cyfrowej łączności zapewniającego stworzenie warunków do budowy jednolitego, ogólnokrajowego systemu łączności radiowej dla potrzeb energetyki, gwarantującego realizację funkcji łączności głosowej i transmisji danych zarówno w stanach normalnych, jak i w sytuacjach kryzysowych.
- W celu zapewnienia wymaganych ilości usług systemowych konieczne jest stworzenie odpowiednich warunków do ich powstawania i utrzymywania, w tym wypracowanie adekwatnych mechanizmów ograniczających ryzyko inwestora, wspierających budowę źródeł wytwórczych, zgodnych z przepisami prawa UE w celu zapewnienia wymaganej nadwyżki rezerw mocy w systemie i długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców w KSE. Optymalnym rozwiązaniem w celu osiągnięcia powyższego wydaje się wdrożenie mechanizmów rynkowych, stymulujących niezbędne inwestycje, opartych na cenach energii i rezerw mocy. Ponadto należy rozważyć stworzenie możliwości świadczenia regulacyjnych usług

regulacyjnych przez odbiorców energii elektrycznej bezpośrednio lub pośrednio za pośrednictwem agregatorów (o czym stanowią zapisy dyrektywy 2012/27/WE).

- Niezależnie od powyższego, konieczne jest kontynuowanie pozyskiwania usługi rezerwy interwencyjnej, przy jednoczesnym rozwijaniu mechanizmów jej pozyskiwania, z uwzględnieniem możliwości nabywania przez OSP usług regulacyjnych z nowobudowanych źródeł interwencyjnych, których zdolności wytwórcze będą pełnić rolę rezerwy strategicznej oraz programów zarządzania popytem.
- W związku ze starzeniem się istniejących konwencjonalnych jednostek wytwórczych i ich stopniowym wycofywaniem z eksploatacji, jak również rozwojem źródeł o trudno przewidywanej charakterystyce pracy, zasadnym jest opracowanie i wdrożenie mechanizmów gwarantujących budowę w Polsce nowych źródeł mocy o przewidywalnej charakterystyce pracy i odpowiedniej elastyczności, zastępujących jednostki wyeksploatowane, z uwzględnieniem wzrostu zapotrzebowania na moc i energię w KSE.⁵⁰
- Niezbędne jest podejmowanie działań związanych z efektywnym zarządzaniem popytem odbiorców na energię elektryczną poprzez odpowiednie mechanizmy bodźcowe w taryfach, w celu zmniejszenia maksymalnego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, a w konsekwencji poprawy bezpieczeństwa pracy KSE i braku konieczności budowy nowych źródeł wytwórczych.
- Konieczne jest stworzenie środowiska prawnego i odpowiednich zachęt dla zastosowań pojazdów elektrycznych oraz warunków do inwestycji w infrastrukturę ich ładowania. Pozwoli to na lepsze wykorzystanie potencjału źródeł energii odnawialnej i stworzy warunki do lepszego kształtowania zapotrzebowania na energię elektryczną.
- Rekomendowane jest możliwie jak najszybsze przygotowanie na poziomie krajowym otoczenia prawnego, które umożliwi podmiotom sektora energetycznego występowanie z wnioskami o dofinansowanie projektów ze środków Unii Europejskiej. Powyższe obejmuje w szczególności:
 - uchwalenie ustawy o zasadach realizacji programów operacyjnych polityki spójności finansowanych w perspektywie finansowej 2014-2020,
 - zakończenie procesu negocjacji Umowy Partnerstwa i Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020,
 - przyjęcie wytycznych w zakresie zasad finansowania projektów w perspektywie finansowej 2014-2020, formularzy naboru wniosków i innych niezbędnych dokumentów.

e) ciepło

- Zasadne wydaje się rozważenie możliwości wprowadzenia zmian w aktualnym modelu regulacji w celu stworzenia warunków do poprawy efektywności energetycznej podmiotów sektora.

⁵⁰ Należy zauważyć, że interwencyjna rezerwa zimna jest rozwiązaniem doraźnym i nie zapewni w perspektywie długoterminowej niezbędnej mocy, pozwalającej na zbilansowanie popytu i podaży na energię elektryczną w KSE, w przypadku opóźnień lub rezygnacji z planów budowy nowych źródeł, co stanowiłoby istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

- Niezbędne jest kompleksowe określenie ram prawnych dla ciepłownictwa systemowego, przesądzających, czy docelowo powinien to być sektor konkurencyjny, czy regulowany (w tym wypadku z określeniem modelu zatwierdzania taryf), z uwzględnieniem w szczególności kwestii planowania energetycznego, zasad współpracy przedsiębiorstw na rynkach lokalnych, zasady TPA itp.

Priorytet III. Dywersyfikacja struktury wytwarzania poprzez wprowadzenie energii jądrowej.

- Niezbędne jest zabezpieczenie środków na działania informacyjne i edukacyjne prowadzone przez Ministra Gospodarki w obszarze energetyki jądrowej. Prowadzenie przez administrację rządową kampanii informacyjnej musi być skorelowane z działaniami inwestora, który powinien równocześnie zwiększyć swoją aktywność informacyjną na terenie gmin, w których prowadzi badania lokalizacyjne.
- Należy podejmować działania mające na celu odpowiednie przygotowanie polskiego przemysłu w celu maksymalizacji jego udziału w programie energetyki jądrowej na wszystkich etapach programu. Zasadne wydaje się opracowanie w tym zakresie założeń do dedykowanego programu rządowego.
- Należy także w miarę możliwości dążyć do zwiększenia udziału krajowych instytucji badawczych w przygotowaniu do wdrożenia energetyki jądrowej, w szczególności poprzez włączenie tych podmiotów w proces przygotowania i realizacji inwestycji.
- W dziedzinie przygotowania kadr dla PPEJ pilną kwestię stanowi przygotowanie programów kształcenia personelu technicznego średniego szczebla dla elektrowni jądrowych.
- Konieczny jest zrównoważony rozwój źródeł o trudno przewidywalnej charakterystyce pracy (przede wszystkim źródeł wiatrowych i solarnych), tak aby uzyskane możliwości produkcji energii elektrycznej przez te źródła (wraz z możliwościami produkcji energii elektrycznej przez elektrownię jądrową), nie prowadziły do powstawania nieuzasadnionych kosztów związanych z:
 - potrzebą nadmiernej rozbudowy sieci przesyłowej,
 - koniecznością utrzymywania wymaganych rezerw mocy,
 - koniecznością zaniżania pracy źródeł odnawialnych w okresach niskiego zapotrzebowania na moc w KSE i wymaganiami dotyczącymi minimalnego poziomu generacji w źródłach o stabilnej, przewidywalnej charakterystyce pracy, niezbędnego dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, w tym wskaźników charakteryzujących jakość i niezawodność dostaw energii elektrycznej.

Priorytet IV. Rozwój wykorzystania OZE w tym biopaliw

- W ramach realizacji PEP2030 podjęto szereg działań ułatwiających stopniowy rozwój OZE w Polsce. Wydaje się jednak, że działania te nie uwzględniają w wystarczającym stopniu potrzeb określenia długofalowej wizji rozwoju tego sektora, która powinna zostać określona z uwzględnieniem efektu synergii poszczególnych instrumentów wsparcia.

- Zasadne wydaje się stopniowe i konsekwentne zwiększanie roli OZE w krajowym bilansie energetycznym, z uwzględnieniem przesłanek ekonomicznych i wymogów w zakresie bezpieczeństwa pracy KSE.
- W szczególności należy wprowadzić, promować i konsekwentnie rozwijać mechanizmy wsparcia przyłączania do sieci i funkcjonowania źródeł OZE wyposażonych w magazyny energii, które umożliwią bilansowanie trudno przewidywalnej pracy tych źródeł, przez co możliwe będzie przyłączanie do krajowego systemu elektroenergetycznego większej liczby źródeł OZE przy spełnieniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci.
- Należy doprowadzić do jak najszybszego wejścia w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz aktów wykonawczych, a następnie bieżąco monitorować efektywność ich działania z punktu widzenia zmieniających się uwarunkowań rynku energii OZE.
- Niezbędne są kompleksowe zmiany legislacyjne umożliwiające przedsiębiorstwom energetycznym wykorzystanie paliw wytwarzanych na bazie odpadów. Zasadne wydaje się rozważenie możliwości ustanowienia w tym zakresie strategicznego programu badawczego celem określenia potencjalnie najkorzystniejszych dla Polski rozwiązań w tym zakresie.
- Dalsze działania na rzecz rozwoju biopaliw powinny w sposób kompleksowy uwzględniać interesy wszystkich interesariuszy (w szczególności konsumentów, branży paliwowej, samochodowej oraz całej gospodarki), a nie koncentrować się jedynie na wybranych grupach producentów rolnych.
- Dopuszczenie efektywnych kosztowo metod produkcji zaawansowanych biopaliw I i II generacji w polskich rafineriach (np. technologia współuwodornienia z wykorzystaniem oleju rzepakowego) mogłyby przyczynić się do zmniejszenia uzależnienia od importu ropy naftowej, a także poprawić jakość mieszanek paliwowych poprzez lepsze dostosowanie do norm jakościowych.
- Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego należy rozważyć możliwość wprowadzenia nowych technologii produkcji nowoczesnych biopaliw (niewymagających specjalnie dostosowanej floty pojazdów) w polskich rafineriach. Brak stosownej legislacji może spowodować pogorszenie pozycji konkurencyjnej polskich producentów w stosunku do rafinerii zagranicznych, które już wykorzystują wspomniane technologie.
- Rozwiązania mające na celu rozwój OZE, w tym w szczególności o trudno przewidywalnej charakterystyce pracy, powinny być projektowane z uwzględnieniem możliwości wprowadzenia do systemu elektroenergetycznego energii elektrycznej wytworzonej przez te źródła oraz możliwości równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na nią, przy uwzględnieniu minimalnej, wymaganej wielkości mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze o stabilnej, przewidywalnej charakterystyce pracy, które są niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

Priorytet V. Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii

a) rynek energii elektrycznej

- Należy kontynuować prace nad budową wspólnotowego rynku energii elektrycznej w Europie. Rozwiązania wypracowywane na poziomie europejskim muszą być adekwatne do sytuacji w krajowym systemie elektroenergetycznym umożliwiając jednocześnie równe warunki

konkurencji dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej w Europie. Istotnym elementem wspólnotowego rynku energii elektrycznej powinno być zapewnienie spójności pomiędzy fizycznymi możliwościami systemu elektroenergetycznego, a działaniem rynku.

- Optymalna architektura rynku powinna zapewniać:
 - w zakresie krótkoterminowego bilansowania systemu: optymalne wykorzystywanie istniejących źródeł wytwórczych oraz sieci elektroenergetycznych do realizacji bieżących dostaw energii elektrycznej dla odbiorców,
 - w zakresie długoterminowego bilansowania systemu: rozwój źródeł wytwórczych oraz sieci elektroenergetycznych w sposób najbardziej efektywny z punktu widzenia zaspokojenia przyszłych potrzeb odbiorców.
- Jednym z kierunków działań przyjętych w celu rozwoju konkurencyjnych rynków energii powinno być opracowanie dobrych praktyk w zakresie sprzedaży i umów.
- Unifikacja zasad dostępu do usług przesyłania oraz uczestnictwa w rynku bilansującym energii elektrycznej na poziomie OSP powinna stanowić podstawę do dalszych działań (podejmowanych w szczególności przez operatorów systemów dystrybucyjnych, przedsiębiorstwa obrotu, wytwórców energii i odbiorców końcowych), skutkujących zwiększeniem konkurencji podmiotów oraz znoszenia barier przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej.
- Należy rozważyć podjęcie inicjatywy ustawodawczej nakładającej obowiązek wprowadzenia liczników zdalnego odczytu.

b) rynek gazu ziemnego

- W projekcie nowej polityki energetycznej państwa w odniesieniu do rozwoju konkurencyjnego rynku gazu ziemnego należy uwzględnić w szczególności następujące zagadnienia:
 - przygotowanie kompleksowej strategii liberalizacji rynku gazu ziemnego w Polsce, z uwzględnieniem drogi dojścia do uwolnienia cen gazu ziemnego dla kolejnych grup odbiorców,
 - wprowadzenie skutecznych instrumentów prowadzących do uwolnienia cen gazu ziemnego, z uwzględnieniem potrzeby zapewnienia stabilności funkcjonowania podmiotów obecnych na rynku,
 - wdrożenie rozwiązań służących ochronie odbiorców wrażliwych gazu ziemnego,
 - likwidacja najważniejszych barier wejścia na rynek gazu ziemnego dla nowych podmiotów,
 - dalsze ułatwianie dostępu stron trzecich do infrastruktury gazowej w ramach UE (w ramach przyjmowania kolejnych kodeksów sieci).

Priorytet VI. Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko

- Przy formułowaniu nowej polityki energetycznej państwa w odniesieniu do ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko należy uwzględnić w szczególności następujące kwestie:
 - przepisy dyrektyw CAFE, MCP, NEC,
 - stanowisko Polski wobec ram polityki klimatyczno-energetycznej na 2030 r.,

- potrzeby zapewnienia spójności i synergii polityki energetycznej państwa, narodowego programu rozwoju gospodarki niskoemisyjnej i dostosowanie do standardów w zakresie ochrony powietrza,
 - opracowanie i implantacja regionalnych i lokalnych programów ochrony powietrza, określających zadania dla jednostek samorządu terytorialnego w zakresie sektora komunalnego, transportu, przemysłu oraz gospodarki odpadami,
 - doskonalenie Państwowego Monitoringu Środowiska (monitoring – ocena – prognozowanie – zalecenia).
- Zasadne wydaje się ustanowienie przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju projektu strategicznego, którego celem byłoby prowadzenie badań nad komercyjnymi technologiami wykorzystania wychwyconego CO₂ oraz wsparcie finansowe dla wspólnych projektów (z udziałem partnerów z UE, USA i Japonii). W tym kontekście należy podkreślić pozytywną rolę wieloletnich programów badawczych, umożliwiających uzyskanie efektu synergii w ramach prowadzonych prac badawczo-rozwojowych.
- Należy uwzględnić pozytywną rolę energetyki jądrowej w ograniczaniu emisji zanieczyszczeń do środowiska i redukcji emisji gazów cieplarnianych, zarówno na poziomie krajowym, jak i prezentując stanowisko Polski na poziomie międzynarodowym i na forum UE.

Wykaz skrótów

CCS	– sekwestracja dwutlenku węgla (ang. <i>Carbon Capture and Storage</i>)
EU ETS	– wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych
GUDk	– Generalnej Umowy Dystrybucji dla usług kompleksowych
GIS	– System Zielonych Inwestycji (ang. <i>Green Investment Scheme</i>)
GK	– grupa kapitałowa
GPW	– Giełda Papierów Wartościowych
IPO	– pierwsza oferta publiczna (ang. <i>Initial Publishing Offering</i>)
JSW	– Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.
KPD	– <i>Krajowy planu działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych</i>
KSE	– Krajowy System Elektroenergetyczny
KZPK 2030	– <i>Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030</i>
LNG	– gaz ziemny w postaci ciekłej (ang. <i>Liquefied Natural Gas</i>)
LPG	– gaz skroplony (ang. <i>Liquefied Petroleum Gas</i>)
MNiSW	– Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego
NCW	– Narodowy Cel Wskaźnikowy
NFOŚiGW	– Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
non-ETS	– sektory gospodarki, które nie są objęte obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji CO ₂
OBP	– rurociąg Odessa-Brody-Płock
OSD	– operator systemu dystrybucyjnego
OSP	– operator systemu przesyłowego
OZE	– odnawialne źródła energii
PCI	– projekt wspólnego zainteresowania (ang. <i>Project of Common Interest</i>)
PEP2030	– <i>Polityka energetyczna Polski do 2030 roku</i>
PGE	– Polska Grupa Energetyczna S.A.
PGNiG	– Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PIG-PIB	– Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy
POIŚ	– Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko
PPEJ	– <i>Program Polskiej Energetyki Jądrowej</i>
TGE	– Towarowa Giełda Energii S.A.
TPA	– zasada dostępu stron trzecich do sieci (ang. <i>Third-party Access</i>)
UE	– Unia Europejska
ZDREE	– Zespół Doradczy ds. Zmian w Funkcjonowaniu Rynku Energii Elektrycznej