

TECHNOLOGIE WYKORZYSTUJĄCE ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

1. ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

1.1. Problem niestabilności wiatru w Europie Środkowej

Praktyka światowa wskazuje, że wiatraki i panele fotowoltaiczne opłaca się budować w tych rejonach świata, w których istnieją sprzyjające warunki meteorologiczne. Decydujące dla opłacalności wiatru i słońca są współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej, które silnie zależą od warunków geograficznych i pogodowych w rejonie zainstalowania elektrowni słonecznej lub wiatrowej.

W USA duże elektrownie słoneczne z panelami PV na gruncie budowane są tam, gdzie współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej wynosi 21%. Jest to wartość nieosiągalna w krajach Europy Środkowej, takich jak Holandia (11%), Niemcy (11%) a nawet Austria (11%). W Polsce współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w najkorzystniejszych miejscach jest podobny jak w Niemczech. Podobnie warunki wiatrowe mają decydujący wpływ na opłacalność elektrowni wiatrowych. W USA farmy wiatrowe budowane są w rejonach o silnych wiatrach, dających współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej od 35% do 49%. Wysokie prędkości wiatru oznaczają większą moc zainstalowaną, a więc niskie nakłady inwestycyjne, a wysokie współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej zapewniają wysoką produkcję roczną energii elektrycznej i stosunkowo niskie koszty energii. W Europie najlepsze warunki wiatrowe mają zachodnie wybrzeża Danii, Irlandii i Szkocji, Holandii i Niemiec wystawione na działanie silnych ciągłych wiatrów zachodnich z nad Atlantyku i Morza Północnego, co zapewnia współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej od 28% do 34%. W Polsce wiatry są dużo słabsze, w najlepszym rejonie nadmorskim koło Łeby można osiągnąć średnią roczną prędkość wiatru 5 m/s, podczas gdy na wybrzeżach Szkocji prędkość ta dochodzi do 9 m/s.

Wg danych PSE za 2013 rok średnie wykorzystanie mocy elektrowni wiatrowych w skali kraju było ok. 23%¹. PSE oficjalnie tylko 10% mocy zainstalowanej wiatraków traktuje jako moc dyspozycyjną. Reszta to moce chimeryczne, bez (pozytywnego) znaczenia dla KSE (a wręcz stanowiące duży problem)².

W przypadku morskich farm wiatrowych (MFW) prędkości wiatru są większe niż na lądzie i wieją one bardziej równomiernie, co daje współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej od 38% (UK) do 43% (Holandia), 47% (Dania) i 48% (Niemcy). Siła i równomierność wiatru zależą od odległości od brzegu, co widać dobrze na przykładzie USA, gdzie w zależności od głębokości morza współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej wynoszą od 42% do 48%. Należy jednak pamiętać, że i na morzu zdarzają się okresy ciszy.

Przykładami mogą być doświadczenia z Niemiec, gdzie wielokrotnie zdarzały się okresy ciszy i na lądzie i na morzu. Przykład takiego okresu z grudnia 2014 roku pokazano na rys. 1.1. Mimo zainstalowanej w Niemczech mocy wiatraków 35 678 MWe i paneli fotowoltaicznych 38 124 MWe przez 5 dni od 2 do 6 grudnia 2014 r. całe obciążenie pokrywały elektrownie jądrowe, węglowe i gazowe³. Podobny okres 5 dni braku mocy OZE wystąpił w grudniu 2013 roku⁴, a w ciągu roku wielokrotnie zdarzały się okresy braku wiatru i słońca. W Polsce podobne okresy braku wiatru i dużego zachmurzenia występują równie często. W takich okresach system energetyczny musi dysponować

¹ http://energetyka.wnp.pl/polskie-wiatraki-pracuja-na-cwierz-mocy,217548_1_0_0.html

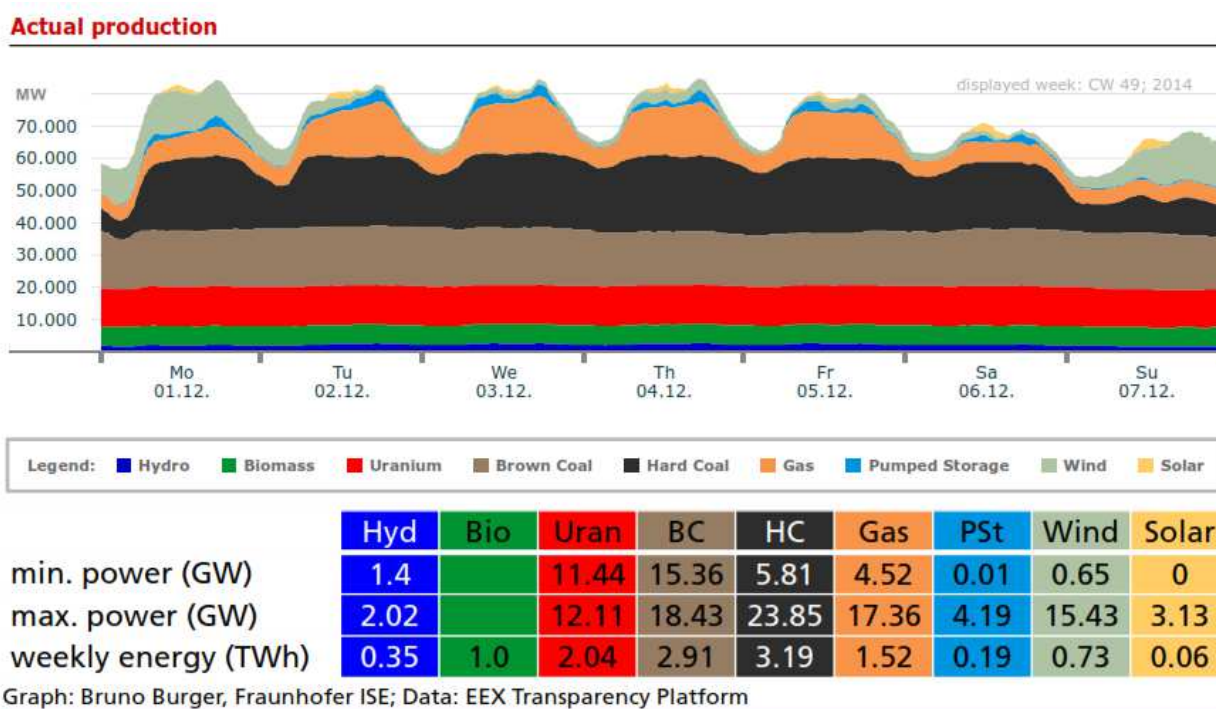
² http://energetyka.wnp.pl/pse-8000-mw-energetyki-wiatrowej-do-2025-roku,192051_1_0_1.html

³ FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 Prof. Dr. Bruno Burger, January 2015, <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/-electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>

⁴ FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE Electricity production from solar and wind in Germany in 2013 Prof. Dr. Bruno Burger, 9 January 2014 <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>

rezerwami mocy, bezużytecznymi w okresach silnych wiatrów i dużego nasłonecznienia. Dlatego koszty współpracy OZE z systemem energetycznym są duże.

Porównywanie kosztu przypadającego na jednostkę mocy zainstalowanej – czyli mocy szczytowej, osiągalnej tylko w krótkich okresach, gdy występują optymalne warunki meteorologiczne - nie ma sensu ekonomicznego. Cóż z tego, że wiatrak może sporadycznie pracować z maksymalną mocą 2 MW, skoro nie można liczyć na tę moc, gdy jest ona potrzebna, a średnia moc w ciągu roku wynosi około 0,4 MW. Dla sensownych porównań należy brać pod uwagę albo moc średnią, albo - co właściwsze dla oceny – całkowitą energię wytworzoną przez dane źródło energii elektrycznej w ciągu całego okresu eksploatacji.



Rys. 1.1. Załamanie produkcji z OZE, Niemcy, grudzień 2014.⁵ cytowane za zezwoleniem

1.2. Współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej w wiatrakach w Polsce

Warunki dla energetyki wiatrowej w Polsce są znacznie gorsze niż na zachodnich brzegach Danii, Irlandii i Szkocji, które korzystają ze stałych wiatrów zachodnich z Morza Północnego i Atlantyku. Średnie roczne prędkości wiatru na wysokości 10 m nad poziomem gruntu wynoszą tam około 7,5-8 m/s, a w morskich farmach wiatrowych 9-9,5 m/s.

Natomiast w Polsce, jak wynika z rys. 1.2, średnioroczne prędkości wiatru w rejonach uznanych za korzystne dla energii wiatrowej są rzędu 4,5 m/s.

Wykorzystanie energii wiatru można zwiększyć poprzez wprowadzanie wiatraków o zwiększonej wysokości. Publikacja Wiser et al.⁶ – stanowiąca kluczowy element publikacji IEA „Wind energy roadmap 2013” - podaje wykresy współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla wiatraków

⁵ FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 Prof. Dr. Bruno Burger, January 2015, <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/-electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>

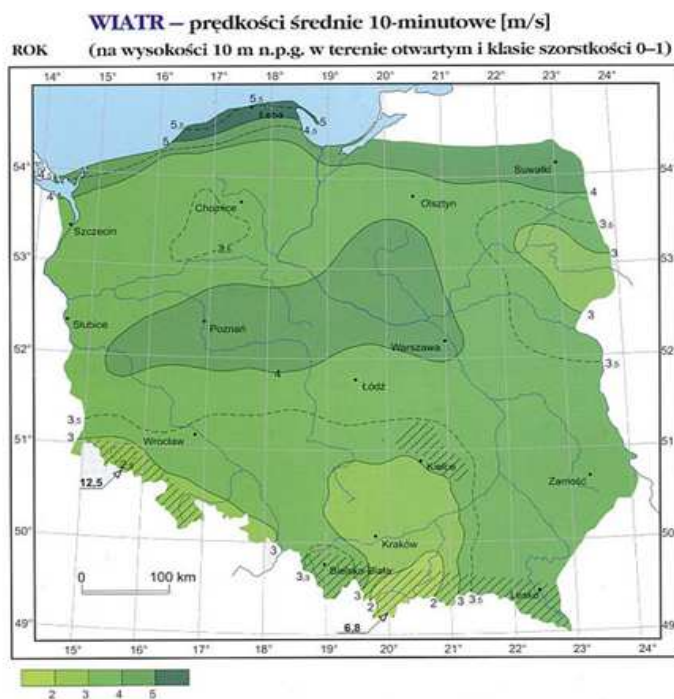
⁶ Wiser R et al. Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects National Renewable Energy Laboratory February 2012 http://emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2-2012_0.pdf

różnej konstrukcji pracujących przy określonej szybkości wiatru na wysokości 50 m. Przyjmując, że prędkość wiatru zmierzona na wysokości 10 m wynosi 4,5 m/s, możemy określić prędkość wiatru na wysokości 50 m ze wzoru

$$u = u_r \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha$$

Gdzie $U_r = 4,5$ m/s, $z_r = 10$ m, $z = 50$ m, $\alpha = 0.142$

Stąd $u(50 \text{ m}) = 4,5 \times 1,25 = 5,6$ m/s. Jest to wartość znacznie większa niż na wysokości 10 m nad ziemią, ale nadal dużo mniejsza niż wartości osiągane w Szkocji, Irlandii i Danii.



Rys. 1.2 Mapa wiatrowa Polski. Źródło: Atlas klimatu Polski pod red. H. Lorenc, IMiGW, Warszawa 2005.

Oczywiście współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w polskich farmach wiatrowych będzie niższy niż w farmach na zachodnich wybrzeżach Irlandii, Szkocji i Danii. Przy użyciu prędkości wiatru do odczytania mocy turbiny wiatrowej otrzymuje się współczynnik wykorzystania mocy “brutto”. Dla nowoczesnych wiatraków o standardowym wyposażeniu i wysokości osi obrotu 80 m współczynnik ten wyniesie 25%⁷. Dla wiatraków specjalnie przystosowanych do pracy z małymi prędkościami wiatru z osią obrotu turbiny na wysokości 100 m współczynnik ten wyniesie 33%. Dla uwzględnienia strat związanych z efektem cienia, czasem potrzebnym na remonty wiatraka itd Wisser wprowadził współczynnik poprawkowy dla obliczenia realnego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej, wynoszący 15%⁸.

Daje to ostatecznie moc średnią w ciągu roku równą od 21% do 28% mocy zainstalowanej. Nakłady inwestycyjne na te wiatraki to w USA 1600 do 2015 USD/kW.⁹ Wg ocen OECD 2015 średnie nakłady inwestycyjne w Niemczech to 1905 USD/kW dla rejonów nadmorskich, o silnych wiatrach. W warunkach polskich przyjmujemy realny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej równy 24%

⁷ Wisser tamże

⁸ E-mail od dr. R. Wisera z dn. 12.08.2015 “If you use wind speed and turbine power curves, then one estimates “gross” capacity factors. But there are losses due to wake effects, availability down time, etc. So to convert gross capacity factor estimates from wind speed and power curves to REALIZED generation, we assume 15% losses”.

⁹ Wisser R et al. Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects National Renewable Energy Laboratory February 2012 http://emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2-2012_0.pdf

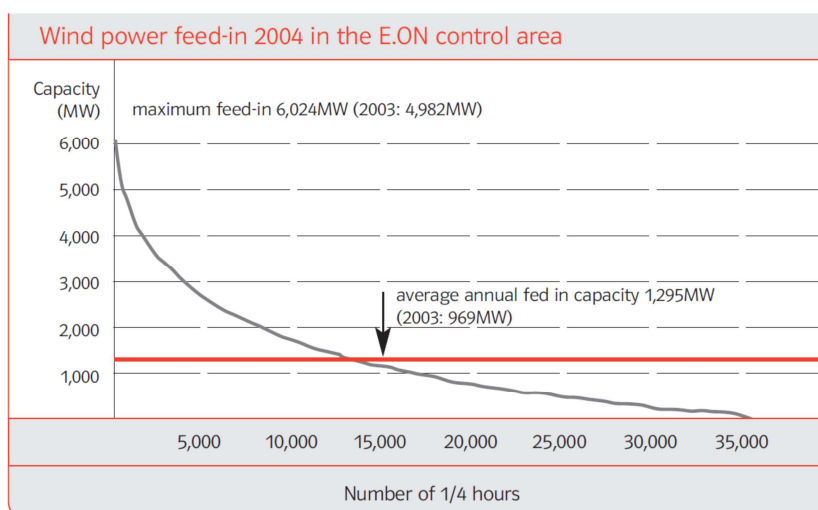
i takie same nakłady inwestycyjne jak w Niemczech. Jest to założenie korzystne dla wiatraków w Polsce, bo ogromna większość wiatraków będzie budowana w rejonach dalekich od wybrzeża Bałtyku.

Tabela 1.1 Moc turbiny wiatrowej o mocy nominalnej (szczytowej) 2500 kW

Prędkość wiatru, m/s	poniżej 4	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
moc kW	0	15	105	255	440	675	985	1330

Z tabeli 1.1 widać, że turbina wiatrowa pracująca w rejonie o średniej prędkości wiatru 5.6 m/s będzie mieć moc średnią ponad 4 razy mniejszą niż turbina pracująca w rejonie o średniej prędkości wiatru 9 m/s.

Nie można więc twierdzić, że Polska ma korzystne warunki dla energetyki wiatrowej. Przeciwnie, ma ponad dwukrotnie gorsze warunki niż kraje takie jak Dania czy Wielka Brytania. Warunki wiatrowe w Polsce można porównywać z warunkami w Niemczech. Należy jednak pamiętać, że Niemcy budują wiatraki na brzegu Morza Północnego, gdzie wiatry są najsilniejsze. Stąd znane powszechnie trudności Niemiec w przesyłaniu energii wiatrowej z północnych rejonów kraju - gdzie są najlepsze warunki wiatrowe – do południowych rejonów, gdzie znajdują się główne ośrodki odbioru energii. Ale przyjmijmy optymistycznie, że i w Polsce wiatraki będą lokalizowane w rejonach tak korzystnych wiatrowo jak w Niemczech i popatrzmy, jakich współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej można oczekiwać.



Rys. 1.3. Średni roczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej wiatraków w Niemczech¹⁰

Według danych pomiarowych zbieranych co 1/4 godziny w Niemczech, średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w wiatrakach sieci firmy E-ON w 2004 roku wyniósł 0,215. Był to stosunkowo wysoki współczynnik, być może wynikający z tego, że na początku rozwoju energetyki wiatrowej wykorzystywano najlepsze lokalizacje o silnych wiatrach.

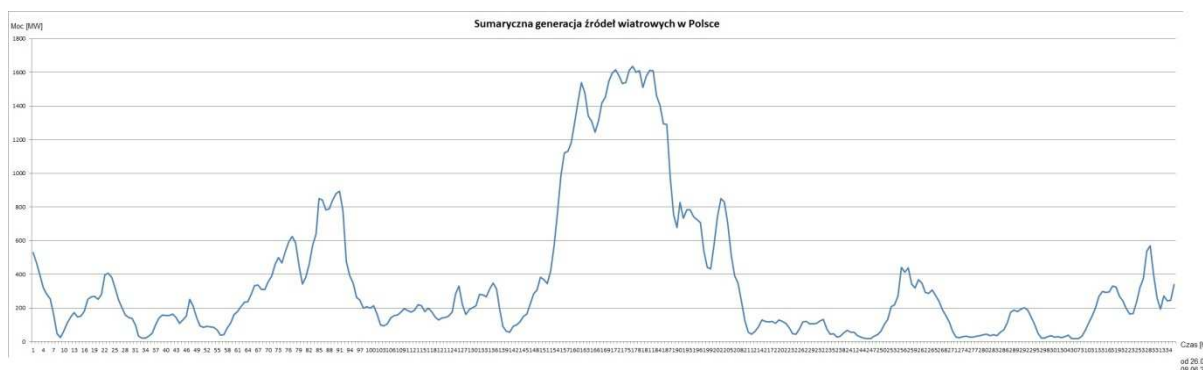
W 2010 roku w Niemczech współczynnik obciążenia wyniósł 0,197, natomiast na farmach wiatrowych w Wielkiej Brytanii osiągnął wartość 0,20. W położonej na półwyspie Danii współczynnik obciążenia był wyższy i osiągnął wartość 0,27, natomiast w Irlandii miał wartość 0,24¹¹. Według najbardziej aktualnych danych opublikowanych w styczniu 2015 roku przez Instytut Fraunhofera, pełniący wiodącą rolę w transformacji energetycznej w Niemczech, moc średnia niemieckich wiatraków w ciągu 2014

¹⁰ docs.wind-watch.org/eonwindreport2005.pdf

¹¹ Enlarged wind statistics http://www.pfbach.dk/firma_pfb/enlarged_wind_power_statistics_2010.pdf.

roku (otrzymana jako średnia z wartości na koniec 2013 r.¹² i na koniec 2014 roku¹³) wyniosła 34 GW, produkcja w ciągu 2014 roku 51.4 TWh, z czego wynika współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 0,172 lub 1507 h /rok.

W warunkach polskich, w zależności od przyjętych źródeł, do obliczeń dla farm na lądzie przyjmowane są wartości współczynnika obciążenia 0,20 – 0,25. Jednakże rzeczywiście uzyskiwane wartości są mniejsze¹⁴. Podobnie jak w innych krajach, wahania generacji z wiatraków w Polsce, są bardzo duże (Rys. 1.4).



Rys. 1.4 Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych w Polsce w okresie 26.05.-08.06.2012 r. Opracowano na podst. danych z PSE Operator.

Przykładowo, 3 czerwca 2012 r.¹⁵ wytwarzanie energii wiatrowej między godz. 11:00 a 11:59 wyniosło prawie 849 MWh, lecz w szczycie zapotrzebowania (szczyt wieczorny) w godzinach 20:00-20:59 spadło do 45 MWh. A z kolei wtedy, gdy system nie potrzebował energii (dolina nocna) między godz. 1:00 a 5:00 energii wiatrowej było dużo. Wahania generacji energii wiatrowej są bardzo duże i wymuszają utrzymywanie dużej rezerwy wirującej, ponadto energii z wiatraków nie było wtedy, gdy była ona najbardziej potrzebna (w szczycie wieczornym).

Dla farm wiatrowych na morzu (*offshore*) współczynnik obciążenia jest zdecydowanie wyższy. Według danych brytyjskich dla 5 nowoczesnych MFW wynosi on średnio 35%, a planowane MFW w obszarach o prędkości wiatru 9-9,5 m/s mają osiągać współczynnik rzędu 45%. Znacznie wyższe są też jednak nakłady inwestycyjne.

1.3. Nakłady inwestycyjne na wiatraki

Według najbardziej aktualnego raportu IEA¹⁶ jednostkowe nakłady inwestycyjne na wiatraki na lądzie w 2013 r. wynosiły średnio w USA 1600 USD/kWp (kWp- kilowat mocy szczytowej), w Unii Europejskiej 1700 USD/kWp i w Japonii 2600 USD/kWp. Wielkość tych nakładów zmieniała się w funkcji czasu. W okresie od 1990 do 2003 roku wielkość ich malała, potem od 2004 do 2009 r. rosła, dochodząc w USA do ceny dwukrotnie wyższej niż w 2004 roku. Powodem wzrostu były ograniczenia

¹² FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE Electricity production from solar and wind in Germany in 2013 Prof. Dr. Bruno Burger Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE Freiburg, Germany January 09, 2014 <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>

¹³ FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE Electricity production from solar and wind in Germany in 2014 Prof. Dr. Bruno Burger Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE Freiburg, Germany 06.01.2015 <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc/electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014.pdf>

¹⁴ http://energetyka.wnp.pl/polskie-wiatraki-pracuja-na-cwierc-mocy,217548_1_0_0.html

¹⁵ http://www.pse-operator.pl/index.php?modul=21&id_rap=24&data=2012-06-03.

¹⁶ <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-wind-energy---2013-edition.html>

na rynku dostaw turbin wiatrowych i ich składowych, a także wzrost cen materiałów takich jak stal i miedź. Po 2009 roku ceny materiałów zaczęły spadać i w 2013 roku były o 33% niższe niż w 2009 roku.

Według artykułu zwolenników energii wiatrowej ze stycznia 2015 r.¹⁷ nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na lądzie są w przedziale od 1300 do 1900 USD/kWp. Nakłady na jednostkę mocy średniej w ciągu roku zależą oczywiście od wiatru, który decyduje o współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej. W rejonach najbardziej korzystnych dla wiatru, takich jak przełęcz górskie w USA lub wzgórza na zachodnich wybrzeżach Szkocji i Irlandii, średnie prędkości wiatru wynoszą około 9 m/s i współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej około 30%, natomiast średnie wartości współczynnika dla Niemiec wynoszą około 18%.

Informacja z terenu Polski, z połowy maja 2012 r. jest następująca: „Inwestycje rządu 84,2 mln euro (360 mln zł), zrealizowane na terenie gmin Gościno i Karlino, obydwie w województwie zachodniopomorskim, to kolejne 51,5 MW mocy zainstalowanej pochodzącej ze źródeł odnawialnych”¹⁸. Po przeliczeniu widzimy, że jednostkowe nakłady inwestycyjne na MW mocy szczytowej to 84,2 mln euro (360 mln zł)/51,5 MWe = 1,63 mln euro/MWe = 7 mln zł/MWe. Współczynnika wykorzystania tej mocy szczytowej nie podano, więc nie można odpowiedzialnie określić nakładów na naprawę istotną moc, to jest moc średnią w ciągu roku. Ale dysponujemy takimi danymi dla najnowszych farm wiatrowych.

W połowie 2014 r. podano, że dla położonej nad morzem farmy wiatrowej w Ostaszewie¹⁹ o mocy 40 MW, produkującej 120 000 MWh rocznie (a więc pracującej ze współczynnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej równym 0,34, bardzo wysokim) nakłady inwestycyjne wyniosą 263 mln zł. Daje to 6,6 mln zł/MW mocy szczytowej, a 19,3 mln PLN/MW mocy średniej, co przy współczynniku stawce przeliczeniowej 4.15 zł/euro daje **4,66 mln euro/MW mocy średniej**. Tak wysoki współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej możliwy jest w wąskim paśmie lądu nad morzem, ale nie jest osiągalny w głębi kraju.

W przypadku budowanej w 2015 r. farmy wiatrowej Orla w województwie podlaskim²⁰ planowany współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest nadal wysoki (30%) ale mniejszy niż dla lokalizacji nadmorskich i koszty są odpowiednio wyższe: Przy mocy 37,5 MW, co da 100 GWh energii rocznie, bezpośrednie nakłady inwestycyjne wyniosą 270 mln zł. co oznacza 7,2 mln zł/MW mocy szczytowej, a 24 mln PLN/MW mocy średniej = 5,78 mln euro/MW mocy średniej.

W dokumencie przygotowanym przez PSEW „Analiza wpływu proponowanych zmian w systemie wsparcia na energetykę wiatrową w Polsce”²¹ jako wariant bazowy dla dyskusji wielkości dopłat do wiatraków przyjęto produktywność farmy wiatrowej równą 2100 MWh/MW i 1,6 mln euro/MW mocy szczytowej. **Stąd na MW mocy średniej w ciągu roku otrzymamy wielkość 28 mln PLN/MW**. Dokument ten przygotowało PSEW by uzasadnić żądania wyższych dopłat, można więc uznać, że dane w nim zawarte są wiarygodne. Nakłady inwestycyjne na wiatraki w Polsce są więc większe niż podawane w innych krajach OECD. Przyjęcie danych OECD jest założeniem sprzyjającym dla wiatraków.

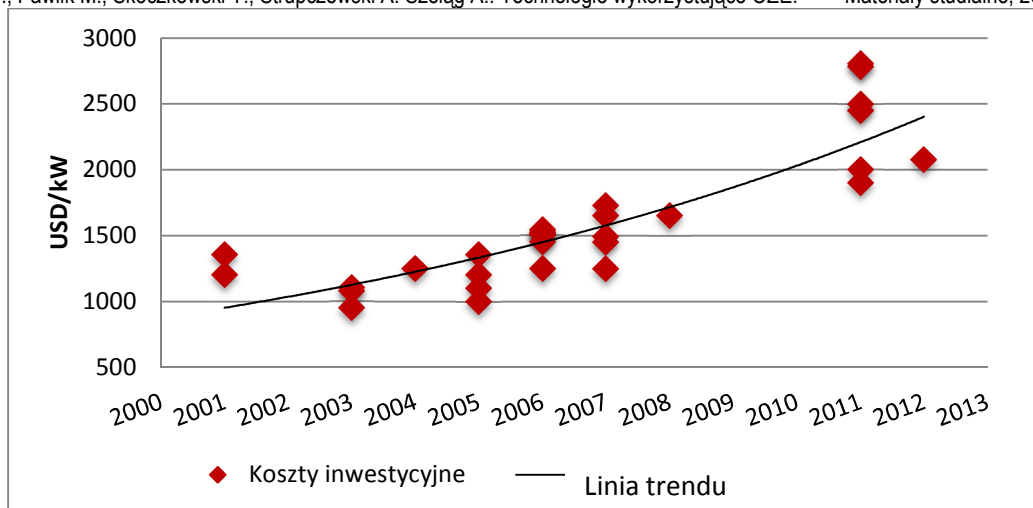
¹⁷ <http://www.windpowermonthly.com/article/1330525/onshore-wind-competitive-ever>

¹⁸ http://energetyka.wnp.pl/gdf-suez-uruchomil-w-polsce-farme-wiatrowa-51-5-mw,169711_1_0_0.html

¹⁹ http://www.wnp.pl/wiadomosci/ke-dofinansuje-farme-wiatrowa-ostaszewo,230931_1_0_0.html

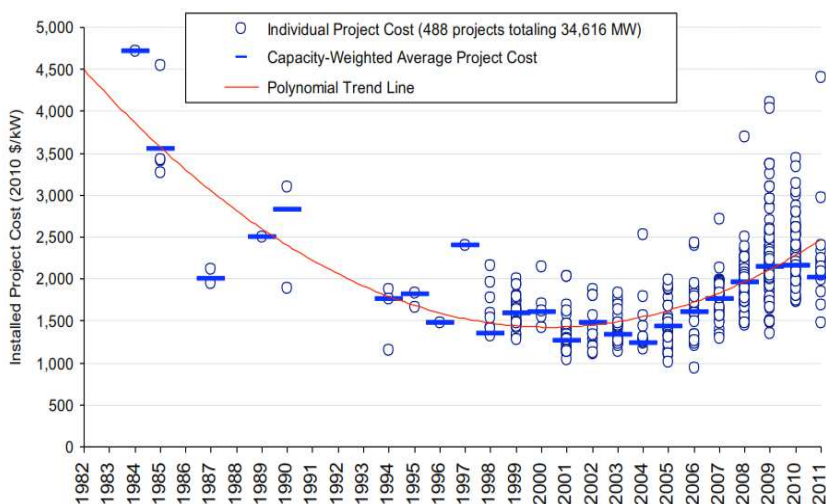
²⁰ http://energetyka.wnp.pl/za-270-mln-zl-powstaje-farma-wiatrowa-w-podlaskiem,228376_1_0_0.html

²¹ http://www.cire.pl/pliki/2/PSEW_raport.pdf



Rys. 1.5 Nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe na lądzie²².

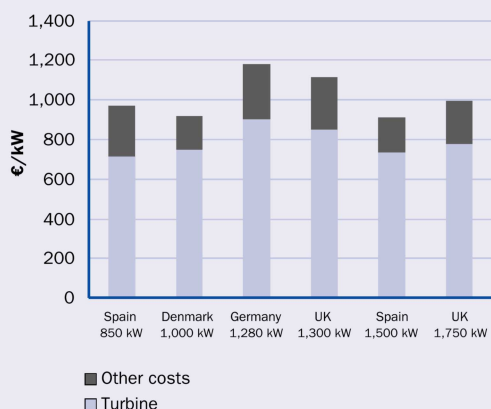
Podobny wykres przedstawili eksperci amerykańscy zwolennicy energii wiatrowej z National Renewable Energy Laboratory (rys. 1.6) .



Source: U.S. DOE 2011

Rys. 1.6 Zmiany nakładów inwestycyjnych na wiatraki na lądzie budowane w USA w latach 1982-2011²³
poziome odcinki pokazują nakłady na jednostkę mocy szczytowej, USD₂₀₁₀/kW

Figure 2.3: Total Investment Cost, Including Turbine, Foundation, Grid-Connection, etc., Shown for Different Turbine Sizes and Countries of Installation (€/kW)



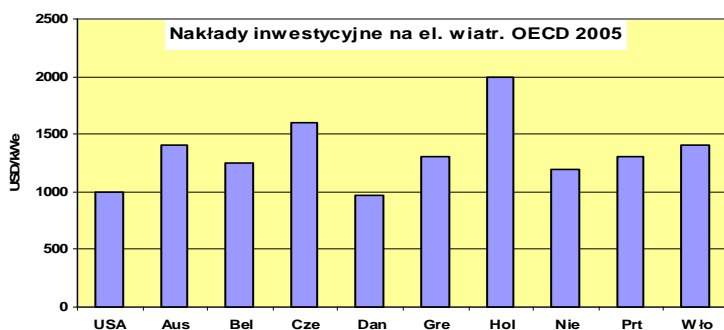
Przedstawione na rys. 1.5 i 1.6 dane wykazują, że w pierwszej dekadzie XXI wieku koszty inwestycyjne dla farm wiatrowych silnie wzrastały – mimo optymistycznych obietnic lobby wiatrowego. Oto dalsze przykłady wzięte z publikacji popierających energetykę wiatrową, pokazujące zestawienia kosztów dla różnych krajów z 2002 roku, 2005 roku i obecne koszty energii wiatrowej.

Rys. 1.7 Nakłady inwestycyjne na wiatraki na lądzie w 2002 roku.

1 do 2008 r. wg. Northwest Power & Conservation Council Biennial I 2012 wg danych wymienionych w tekście poniżej.
Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects National /emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2-2012_0.pdf

Wg danych EWEA publikowanych w 2002 roku dla różnych krajów „*Nakłady inwestycyjne typowo są w zakresie od 900 €/kW do 1150 €/kW*”²⁴, a potwierdzeniem tego jest rysunek 1.7. Podajemy dane z 2002 r, świadomie, by móc porównać rzeczywisty wzrost kosztów z obietnicami lobby wiatrowego.

W cytowanej pracy EWEA pokazany jest wykres obniżania kosztów w Danii w latach od 1989 do 2001 roku. Ale w następnych latach od 2002 do 2011 r. już nie widać trendu spadku kosztów. W zestawieniu podanym przez OECD z 2005 roku nakłady inwestycyjne na wiatraki wynosiły od 1000 do 2000 USD/MW, co nie pasowało do wcześniejszych zapowiedzi zwolenników OZE o malejących kosztach inwestycyjnych na energię wiatru.



Rys. 1.8 Nakłady inwestycyjne podawane przez OECD w 2005 roku.

Według raportu EWEA z 2009 roku²⁵ nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe wyniosły 1227 euro/kW (euro z 2006 roku), co jest wielkością cytowaną za raportem duńskim z 2007 roku. Taką samą wartość możemy znaleźć w licznych publikacjach zwolenników

elektrowni wiatrowych w Internecie, zwykle nie podających daty, kiedy zostały przygotowane. Ale w publikacji z USA - też popierającej wiatraki - znajduje się stwierdzenie, że nakłady inwestycyjne oceniane w 2006 roku na 1250 USD/kW, w 2011 r. są bliższe 1900 USD/kW²⁶.

Przykład tendencji wzrostowej podano w analizie organizacji The Northwest Power and Conservation Council (NPCC)²⁷. W swoim planie sformułowanym w 2002 roku i przyjętym w 2004 roku NPCC organizacja przyjmowała nakłady inwestycyjne w wysokości \$1010 USD z 2000 r. co odpowiada 1160 USD/kW w USD z 2006 roku. Do roku 2004 wydawało się, że te założenia są rozsądne, pisze NPCC.

W rzeczywistości koszty nowych farm wiatrowych wzrosły znacznie w ciągu kolejnych lat. Przewidywane ceny energii z elektrowni wiatrowych oddawanych do eksploatacji w 2007 roku doszły do ponad 100 USD/MWh. Głównym elementem powodującym taki wzrost był wzrost nakładów inwestycyjnych o około 50% w stosunku do założeń z 2004 roku. Jednostkowe nakłady inwestycyjne w roku 2006 oceniano jako równe średnio 1500 USD/kW. Podwyżki te zostały częściowo zrównoważone przez udoskonalenia w procesie konwersji energii, dające oszczędności w wysokości około 7%. W rezultacie jednak zyski z budowy wiatraków znacznie zmalały.

Koszty inwestycyjne na elektrownie wiatrowe w USA po dwóch dekadach obniżek zaczęły w XXI wieku rosnać i od 2004 roku wzrosły bardzo wyraźnie. W 2004 roku nakłady inwestycyjne na turbiny wiatrowe na lądzie były najniższe, około 1100 USD/kW. Już w 2006 roku koszty te wzrosły i wynosiły średnio 1485 USD/kW, z zakresem kosztów sięgającym od 1300 USD/kW do ponad 1700 USD/kW. Analitycy w Lawrence Berkeley National Laboratory sądzą, że podwyżki wynikają z kilku powodów, wśród których najważniejszym był *wzrost cen surowców i energii*. Koszty surowców stosowanych do budowy wiatraków i urządzeń pomocniczych takich jak cement, miedź, stal i inne wzrosły. Cena miedzi wzrosła z \$0,72/lb w lipcu 2002 do \$2,32/lb w marcu 2006, stali zbrojeniowej o 45%, natomiast α budowlanego o 50%. Podobnie wzrósł koszt energii potrzebnej do produkcji, transportu i montażu turbin wiatrowych i generatorów. Cena detaliczna oleju napędowego do silników diesla w USA wzrosła

²⁴ http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/WETF/Facts_Volume_2.pdf

²⁵ http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf

²⁶ Investment cost seems to be up closer to \$1,900 in 2011, <http://zfacts.com/node/244>

²⁷ Northwest Power & Conservation Council Biennial Review Of The Cost Of Wind Power July 13, 2006

z \$0,85/galon w lipcu 2002 r. do \$2,07/galon w marcu 2006 r. Wobec ogromnej materiałochłonności i energochłonności budowy wiatraków musiało to wpłynąć na ich koszty końcowe.

Warto tu dodać, że nakłady materiałowe na farmy wiatrowe są dużo większe niż na elektrownie jądrowe. W przypadku farmy Orla prezes firmy UNIBEP realizującej budowę podał²⁸, że na budowie farmy wykorzystanych zostanie ok. 11 tys. metrów sześciennych betonu, ponad tysiąc ton stali, co oznacza **977 m³ betonu na MW mocy średniej**, podczas gdy dla elektrowni jądrowej z reaktorem EPR (najbardziej materiałochłonnym ze wszystkich reaktorów III generacji) potrzeba około **192 m³ betonu na MW mocy średniej**.

Jednym z zasadniczych punktów w dyskusji o OZE jest pytanie, czy koszty energetyki odnawialnej maleją – czy rosną. Zwolennicy wiatraków uciekają przed porównaniem nakładów inwestycyjnych w MFW na megawat mocy szczytowej (MWp) z 2001 roku (1,175 mln euro/MWp), z 2008 roku (2,7 mln euro/MWp) i z 2011 roku (3,5 mln euro/MWp) pisząc, że po przeliczeniu na walutę z 2012 r. „*nakłady te pozostają w zasadzie bez zmian*”.²⁹ Tymczasem wskaźnik inflacji dla krajów UE od 2001 do 2012 r. wynosi około 1,255³⁰. Okazuje się więc, że w walucie z tego samego roku nakłady te wzrosły 2,4 razy. Czy to jest „*w zasadzie bez zmian*”?

Podobne wnioski wynikają z publikacji EWEA, to jest Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, a więc na pewno podającego dane korzystne dla wiatraków³¹, z raportów Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej (*International Renewable Energy Agency*) IRENA, a także ze studiów na temat OZE wykonanych dla agencji rządowych Holandii, Norwegii i Wielkiej Brytanii, które jak wiadomo odnoszą się pozytywnie do energetyki odnawialnej, a przede wszystkim do energetyki wiatrowej. Aby oddalić zarzut stronniczości przytoczę poniżej porównanie kosztów inwestycyjnych dla MFW opracowane przez IRENA, a więc organizację najbardziej jak można przychylną rozwojowi OZE. Wydała ona w 2012 roku raporty o kosztach różnych rodzajów OZE. Warto zauważyć, że ceny głównych materiałów konstrukcyjnych do budowy MFW, mianowicie stali i miedzi, utrzymywały się na stałym poziomie przez długi czas, od 2001 do 2007 roku. W latach 2007-2008 wystąpił wyraźny wzrost cen stali i miedzi, ale po 2009 roku zmalały one ponownie, chociaż nie wróciły w pełni do poprzedniego poziomu. Dlatego pominiemy przejściowy wzrost kosztów MFW w latach 2007-2008 i będziemy porównywać ich koszty w 2004 i 2010 roku (w dolarach 2010).

Tablica 1.2: Nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na lądzie w USD₂₀₁₀/kW³²

Kraj	2004	2010
Dania	725	1 367
Finlandia	836	2 100
Grecja	862	1 460 - 1 858
Hiszpania	802	1 882
Holandia	956	1 781

²⁸ http://energetyka.wnp.pl/za-270-mln-zl-powstaje-farma-wiatrowa-w-podlaskiem.228376_1_0_0.html

²⁹ G. Wiśniewski, M. Ligus, K. Michałowska Knap Czy odnawialne źródła energii są tańsze niż energetyka Jądrowa? Energetyka ciepła i zawodowa, nr 1/2013, str : 44-47

³⁰ Consumer Price Index 2001 = 90,36 a 2012 =113,4 <http://www.rateinflation.com/consumer-price-index/euro-area-historical-cpi?start-year=2001&end-year=2013>

³¹ <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>

³² International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power, June 2012, str 31

Irlandia	973	2 419
Japonia	734	3 024
Niemcy	956	1773 -2330
Norwegia	853	1 830
Portugalia	939	1 327 - 1 858
Szwecja	853	2 123
USA	683	2 154
Wielka Brytania	879	1 734
Włochy	853	2 339
średnio	850	2004.5

Zestawienie kosztów inwestycyjnych dla wiatraków lądowych w różnych krajach nie pozostawia wątpliwości – wzrosty wystąpiły wszędzie. Wartość uśredniona na wszystkie wymienione kraje w 2004 r. wyniosła 850 USD₂₀₁₀/kW, a w 2010 roku 2004 USD₂₀₁₀/kW. W ciągu 7 lat nakłady wzrosły więc 2,36 razy

Podobny wzrost wystąpił w przypadku MFW. Opracowanie firmy Ernst and Young wykonane dla rozwijającego technologie odnawialne Ministerstwa Energetyki i Zmiany Klimatu (DECC) w Wielkiej Brytanii podaje, że średnie nakłady inwestycyjne na morskie farmy wiatrowe MFW wzrosły z 2660 USD/kW w 2006 do 4920 USD/kW w 2009 r.³³ Wg IRENA, w 2003 r. średnie nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na morzu rosły systematycznie od 2004 roku i w 2009 r. doszły do 3300-5000 USD/kW³⁴. Sytuację dobrze podsumowuje stwierdzenie “*Ogólnie biorąc, nakłady inwestycyjne na MFW wzrosły w ostatnich latach, podobnie jak nakłady na wiatraki na lądzie*”³⁵ sformułowane już w 2009 roku w ramach programu “Wind Power – the Facts” prowadzonego w Unii Europejskiej przez konsorcjum pod przewodnictwem European Wind Energy Association. Jak widać, stowarzyszenia energetyki wiatrowej potrafią przyznać się do wzrostu kosztów wiatraków, podczas gdy Greenpeace i pracujący na jego zlecenie autorzy broszur powtarzają zaciekle, że wiatraki są tańsze z każdym rokiem.

W warunkach europejskich za najbardziej miarodajne uważa się opracowanie wykonane dla rządu Norwegii przez firmę Douglas-Westwood. Nakłady inwestycyjne na MFW na płytkich wodach i w pobliżu wybrzeża wynoszą 4850 USD/kW. Koszty energii elektrycznej z takiej farmy wiatrowej wynoszą 175 USD/MWh³⁶ Wyniki te otrzymano zakładając obecne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, okres użytecznej pracy 20 lat, współczynnik obciążenia 38% i stopę procentową 7%. Nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na lądzie ustalono dla Norwegii jako równe 2261 USD /kW³⁷

W opracowaniu tym przyjęto relatywnie niską stopę oprocentowania, mianowicie 7%. Wobec tego, że nakłady inwestycyjne na OZE są bardzo wysokie, większe niż w energetyce jądrowej, niskie

³³ Ernst and Young, Cost of and financial support for offshore wind. A report for the Department of Energy and Climate Change 27 April 2009 URN 09D/534.

³⁴ IRENA International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power, June 2012, str 25

³⁵ ³⁵ Wind Energy - The Facts - [consortium](#) led by the European Wind Energy Association ([EWEA](#))

³⁶ Douglas-Westwood (2010), *Offshore Wind Assessment in Norway*, Douglas-Westwood, The Research Council of Norway, Oslo.

³⁷ Douglas-Westwood

oprocentowanie zwiększa atrakcyjność OZE we wszystkich studiach porównawczych. Gdy okazało się, że budżety państw angażujących się w energetykę wiatrową i słoneczną nie mogą ponosić tak wielkich ciężarów i zaczęto myśleć o redukcji dotacji, koszty kapitału wzrosły. W dokumencie przedłożonym parlamentowi brytyjskiemu w lipcu 2012 roku³⁸ prof. Hughes określił koszt kapitału dla wiatraków na lądzie jako równy minimum 10%, a dla MFW – 12% rocznie.

Zestawienie historycznych nakładów inwestycyjnych na MFW przygotowane przez firmę Douglas-Westwood dla norweskiej rady badań The Research Council of Norway dobitnie wykazuje, że nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy MFW wzrosły z poziomu 2-3 mln USD w latach 2003 _2005 do poziomu 4,0-5,8 mln USD w latach 2010- 2012. Dwukrotny wzrost kosztów w ciągu 6 lat nie pozostawia wątpliwości, że ceny MFW rosną, nawet po uwzględnieniu dewaluacji pieniądza, którego wartość w okresie od 2004 roku do 2012 roku spadła o współczynnik 1,2 .

Wzrosty kosztów podane powyżej wskazują, że wzrost nakładów inwestycyjnych na MFW od 2001 do 2011 roku wyniósł (z uwzględnieniem inflacji) około 2,4 razy. Tak więc fakt, że koszty farm wiatrowych rosną zarówno na morzu jak i na lądzie można uznać za udowodniony. W przyszłości mogą one spadać, ale mogą i rosnać nadal, tak jak rosły dotychczas. Zależać to będzie od cen surowców- stali i miedzi- a także od doskonalenia rozwiązań technicznych choć w tym obszarze coraz trudniej o znaczący postęp. Warto zaobserwować, że fakty historyczne pokazują wzrost nakładów inwestycyjnych na wiatraki. Wzrost ten jest dość podobny jak wzrost nakładów na elektrownie jądrowe lub węglowe choć w przypadku jądrowych wynikał także z innych przyczyn.. Wiatraki nie są wyjątkiem – zależą od cen surowców i kosztów pracy ludzkiej tak jak i inne urządzenia.

1.4.Koszty eksploatacyjne

Inne przyczyny wzrostu kosztów energii wiatrowej to *koszty utrzymania ruchu* turbin wiatrowych, które okazały się wyższe od oczekiwanych, w szczególności dla turbin wiatrowych firmy VESTAS z Danii.

Lobbyści OZE podkreślają, że wiatraki nie wymagają wydatków na paliwo i sugerują, że ich koszty eksploatacyjne są dużo mniejsze niż koszty dla elektrowni jądrowych. W rzeczywistości koszty eksploatacji morskich farm wiatrowych nie są wcale małe, a doświadczenie duńskie i brytyjskie wskazuje, że rosną one gwałtownie z wiekiem wiatraków.

Jak podaje portal EWEA³⁹, koszty eksploatacji nowych wiatraków wynoszą na początku eksploatacji od 10 do 15% kosztów energii elektrycznej, ale rosną do przynajmniej 20-35% przy końcu życia turbiny. W oparciu o doświadczenie z Niemiec i innych krajów ocenia się koszty eksploatacji wiatraków na lądzie na około 16 do 20 USD/MWh. Wg studium IRENA⁴⁰ koszty eksploatacyjne dla farm wiatrowych na lądzie wynoszą od 10 do 25 USD/MWh. Koszty eksploatacyjne dla MFW są wyższe ze względu na trudności w pracy na morzu i wynoszą od 28 do 48 USD/MWh⁴¹

Wszystkie systemy i elementy farmy wiatrowej wymagają przeglądów i konserwacji. Typowa turbina wiatrowa winna być konserwowana dwa razy do roku, a każda konserwacja oznacza pracę przez 3 do 5 dni. Poza przeglądami samej turbiny, przeprowadza się także regularne inspekcje i czynności konserwacyjne dla struktur wiatraka, kabli i stacji transformatora. Tymczasem na Morzu Północnym dostęp do turbin jest ograniczony do około 60-70% czasu, a często wymaga dowożenia załogi remontowej przy pomocy helikoptera. Warunki pogodowe pozwalające na pracę na wiatraku często

³⁸ The Economics of Wind Power Supplementary written evidence submitted by Professor Gordon Hughes, the Global Warming Policy Foundation (WIND 24a)

³⁹ <http://www.wind-energy-the-facts.org/en/part-3-economics-of-wind-power/chapter-1-cost-of-on-land-wind-power/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>

⁴⁰ IRENA Wind str 5

⁴¹ IRENA wind str 5

trwają krócej niż 8 godzin, co znacznie przedłuża czas konserwacji i może ograniczać czas wykorzystania wiatraka.

W przypadku morskich farm wiatrowych opracowanie firmy Ernst and Young podaje, że koszty eksploatacyjne w ciągu pierwszych 5 lat po uruchomieniu wiatraka wynoszą 83,8 USD/kW-rok, a dla okresu od 6 do 20 lat 102,4 USD/kW rok⁴². Przyjmując współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 38% otrzymamy koszty eksploatacyjne na jednostkę energii równe dla pierwszych 5 lat 25,1 USD/MWh, a dla następnych lat 30,7 USD/MWh.

Inny wskaźnik z tego studium to zmiany kosztów eksploatacyjnych na MFW w funkcji czasu. W 2006 roku wynosiły one w Wielkiej Brytanii średnio 69,8 USD/kWrok, a w 2009 122,4 USD/kWrok⁴³. Przy współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej 38% daje to koszty na jednostkę energii równe odpowiednio 20,9 USD/MWh i 36,7 USD/MWh. Jak widać, koszty eksploatacyjne rosną.

Według ocen holenderskiego centrum energetyki koszty eksploatacyjne farm wiatrowych są wysokie i stanowią istotny element kosztów energii w cyklu całego życia, wynoszący od 26,6 do 53,2 USD/MWh⁴⁴. Np. dla MFW w odległości 120 km od brzegu, na głębokości 30 m, koszty eksploatacyjne wyniosły 45,2 USD/MWh⁴⁵.

Koszty eksploatacyjne składają się z kosztów zmiennych, zależnych od produkcji energii i z kosztów stałych. Odpowiednie wielkości dla wiatraków na lądzie w szeregu krajów pokazano w tabeli poniżej, zaczerpniętej ze studium *IEA Wind*⁴⁶, 2011

Tabela 1.3 Koszty eksploatacyjne dla farm wiatrowych na lądzie. USD/MWh lub USD/kWrok

	Koszty zmienne, USD/MWh	Koszty stałe USD/kW/rok
Austria	38	
Dania	14,4 - 18	
Finlandia		35 – 38
Hiszpania	27	
Holandia	13 – 17	35
Japonia		71
Niemcy		64
Norwegia	20 – 37	
Szwajcaria	43	
Szwecja	10 – 33	
USA	10	
Włochy		47

⁴² Cost of and financial support for offshore wind A report for the Department of Energy and Climate Change 27 April 2009 Ernst and Young URN 09D/534 str 37

⁴³ Cost of and financial support for offshore wind A report for the Department of Energy and Climate Change 27 April 2009 Ernst and Young URN 09D/534

⁴⁴ <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2011/m11103.pdf>

⁴⁵ R.P. van de Pieterman et al. Optimisation of maintenance strategies for offshore wind farms, *Presented at: The Offshore 2011 conference, 29 November – 1 December 2011, Amsterdam, The Netherlands*

<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2011/m11103.pdf>

⁴⁶ IEA Wind (2011), *IEA Wind: 2010 Annual Report*, IEA Wind Energy Systems.

Koszty zmienne są w zakresie od 10 USD/MWh do 43 USD/MWh, średnio 26 USD/MWh. Koszty stałe od 35 do 71 USD/kW/y, średnio 53 USD/kW/y. Zakładając, że elektrownia wiatrowa na lądzie pracuje przez 22% czasu- co jest wskaźnikiem typowym dla warunków w Polsce – otrzymamy koszty stałe przeliczone na MWh wynoszące 27 USD/MWh. Łącznie dla farmy wiatrowej pracującej ze współczynnikiem wykorzystania mocy równym 0,22 koszty eksploatacji i napraw wyniosą średnio 53 USD/MWh.

Wg ocen Instytutu Fraunhofera koszty eksploatacyjne dla wiatraków na lądzie wynoszą średnio 22,5 EUR/MWh (28 USD/MWh).

Wg ocen amerykańskich koszty eksploatacyjne można wyrazić w dolarach na jednostkę mocy wiatraka. Cytowani powyżej autorzy z Narodowego Laboratorium Energetyki Odnawialnej USA podają, że koszty eksploatacyjne wynoszą 60 USD/kw-rok. Przyjmując współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej równy 25% - a więc znacznie wyższy od współczynnika rejestrowanego rok po roku w Niemczech – można stwierdzić, że koszty te odpowiadają kosztom 27 USD/MWh.

Oczywiście dla wiatraków na lądzie pracujących przy współczynniku wykorzystania mocy 40% koszty te będą dużo mniejsze, podobnie jak i wielkość nakładów inwestycyjnych na jednostkę energii MWh. Dlatego wiatraki ustawione na przełęczy Altamond Pass w USA mogą być konkurencyjne na rynku energii. W USA współczynnik obciążenia uśredniony na 4 lata wynosi 32%. Ale w Polsce – niestety – takie współczynniki są nieosiągalne. Nawet w Szkocji i Danii średnie wykorzystanie mocy zainstalowanej wynosi od 21% do 28%, tylko w Irlandii sięga 30%, a w Niemczech i w Polsce typowe wielkości to 20-22%.

Tabela 1.4. Średnie współczynniki obciążenia wg lat dla rejonów o silnym wietrze(%)⁴⁷

Rok	Na lądzie					MFV
	Anglia	Północna Irlandia	Szkocja	Walia	Dania	Dania
2002	22.2		26.4	21.5	21.8	26.1
2003	24.1		28.6	24.9	20.1	30.1
2004	25.0		27.7	25.8	22.8	33.3
2005	25.0	30.8	27.1	24.8	22.1	39.4
2006	23.9	29.4	24.5	26.5	20.2	37.1
2007	24.2	26.3	26.9	25.8	24.7	37.1
2008	24.4	29.4	23.9	29.9	23.1	41.2
2009	24.1	30.0	27.2	25.5	21.3	38.0
2010	20.8	23.5	21.6	18.9	21.0	39.8
2011	26.6	30.7	27.9	27.0	25.3	44.9

Średnie współczynniki obciążenia obliczono dzieląc sumę wytworzonej energii elektrycznej w danym kraju przez całkowitą moc nominalną turbin wiatrowych zainstalowanych w danym kraju, pomnożoną przez liczbę godzin w roku. Dla nowych instalacji wykluczano pierwszy miesiąc po dacie rozruchu. Całkowita moc nominalna była obliczana dla każdego miesiąca osobno.

⁴⁷ G. Hughes: The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark, Renewable Energy Foundation, 2012

Jak wynika z analizowanych danych, koszty eksploatacji farm wiatrowych rosną i należy spodziewać się utrzymania takiej tendencji w perspektywie 2020 roku i 2030 roku. Składa się na to wiele czynników, jednakże dominującym jest wzrost kosztów serwisu, zarządzania i eksploatacji związany ze wzrostem technologicznego zaawansowania urządzeń, co z kolei wymusza zatrudnianie wysokopłatnej, wysokokwalifikowanej kadry technicznej.

Natomiast koszty eksploatacyjne i paliwowe łącznie dla elektrowni jądrowych w USA utrzymują się od wielu lat na stałym poziomie a w 2014 roku wyniosły średnio 24 USD/MWh.⁴⁸

Jak widać z powyższych danych, mimo że „wiatr jest za darmo” koszty eksploatacyjne morskich farm wiatrowych są takie same jak pełne koszty eksploatacji i paliwa dla elektrowni jądrowych. Zatem wiatr jest za darmo, ale wiatraki już nie.

1.5. Opłacalność małych wiatraków

Gdy lobbyści wiatraków przyznają nawet, że wielkie wiatraki służą tylko interesom wielkich korporacji i bogatych deweloperów (ostatnio Zjednoczone Emiraty Arabskie wyraziły zainteresowanie inwestowaniem w wiatraki w Polsce...), bronią oni wiatru jako źródła energii dla małych wiatraków instalowanych w indywidualnych gospodarstwach. Warto więc przytoczyć opinię IRENA o opłacalności małych wiatraków „Koszty uśrednione w skali całego życia małych wiatraków wynoszą od 150 do 350 USD/MWh⁴⁹, a koszty eksploatacyjne ocenia się na 10 do 50 USD/MWh⁵⁰”. Koszty związane z pracą tych wiatraków w systemie elektroenergetycznym są oczywiście przerzucane na odbiorców energii podobnie jak jest w przypadku wiatraków dużej mocy.

1.6. Uśrednione w ciągu życia koszty wytwarzania energii elektrycznej LCOE dla wiatraków

Studium IRENA podaje, że wśród projektów zrealizowanych w USA występują znaczne różnice w kosztach wytwarzania energii, ale ogólny trend charakteryzuje się wzrostem kosztów⁵¹. O ile dla farm wiatrowych na lądzie zbudowanych w latach 2002-2003 średnie koszty wytwarzania energii wynosiły 32 USD/MWh, to w 2009 r. doszły do 62 USD/MWh a w 2010 roku do 73 USD/MWh⁵²

Inne źródła podają, że energia z lądowych farm wiatrowych budowanych w najlepszych lokalizacjach wiatrowych na świecie kosztowała w 2010 r. od 50 do 85 USD/MWh nie licząc kosztu podatków stanowych i federalnych, ani kosztów ponoszonych przez system energetyczny.⁵³

Koszty energii z morskich farm wiatrowych w ostatnim dziesięcioleciu stale rosną⁵⁴. Wzrost ten jest skutkiem rosnących nakładów inwestycyjnych na budowę MFW, powodowany zwiększaniem odległości MFW od brzegu. Skutkuje to wzrostem kosztów we wszystkich ogniwach łańcucha inwestycyjnego. Ceny turbin rosną wskutek udoskonaleń wprowadzanych dla zapewnienia ich pracy w surowych warunkach morskich (sól z wody morskiej ma właściwości korozyjne) i zwiększenia współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej. Koszty budowy i okablowania rosną także w miarę wzrostu głębokości morza i rosnącej odległości od brzegu. Koszt energii elektrycznej z MFW w 2009 r. wynosił 150 USD (o wartości nominalnej) za MWh, w II połowie 2010 180 i w II połowie 2011 roku 210 USD (o wartości nominalnej) za MWh⁵⁵.

⁴⁸ <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle/US-Electricity-Production-Costs>

⁴⁹ IEA Wind (2010), *IEA Wind: 2009 Annual Report*, IEA Wind Energy Systems.

⁵⁰ American Wind Energy Association (AWEA) (2011), *Small Wind Turbine Global Market Study*, AWEA, Washington, D.C.

⁵¹ IRENA Wind str 51

⁵² Wisser, R. and M. Bolinger (2011), *2010 Wind Technologies Market Report*, US DOE, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Washington, D.C

⁵³ IRENA s 51-52

⁵⁴ IRENA s 52 wg BNEF (2011b), *Levelised cost of Energy update, Q2 2011*, Research Note, BNEF, February, London.

⁵⁵ IRENA s 52 rys. 6.6 ibid.

Zasadniczą sprawą dla oceny kosztów jest współczynnik obciążenia wiatraka. Dla elektrowni wiatrowych na lądzie przy współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej 22% koszty to 140 USD/MWh, natomiast dla współczynnika 30% typowego dla ocen w USA to 115 USD/MWh.

W Wielkiej Brytanii wiatraki na lądzie w okresie 10 lat od kwietnia 2002 do marca 2012 osiągnęły średni współczynnik obciążenia 25.6%, a MFW w okresie pięciu lat 2007-2011 32,0%⁵⁶ Co więcej, prof. Hughes stwierdził, że współczynniki wykorzystania mocy wiatraków maleją z ich wiekiem⁵⁷ i dla duńskich farm wiatrowych na lądzie zmalały z 21% w pierwszym roku pracy do 18% po 16 latach a dla MFW od 41% w pierwszym roku do 12% po 10 latach eksploatacji. Również dla wiatraków na lądzie w Wielkiej Brytanii współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej zmalał z 21% w pierwszym roku pracy do 12% po 10 latach pracy wiatraków. Przyjmowanie wysokich współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej w Polsce wydaje się więc nadmiernie optymistyczne.

Przy nakładach inwestycyjnych 3750 USD/kW w MFW oddawanych do eksploatacji w latach 2011-2015 w USA, przy oprocentowaniu kapitału 10%, koszty energii elektrycznej przy współczynniku obciążenia 35% oceniono w IRENA na 185 USD/MWh, przy 40% na 165 USD/MWh, a przy 45% na 152 USD/MWh. Przy nakładach inwestycyjnych 4250 USD/kW koszty te odpowiednio wzrastają i wynoszą dla współczynnika obciążenia 35% około 206 USD/MWh, przy 40% 182 USD/MWh i przy 45% około 168 USD/MWh. W Polsce koszty budowy MFW będą wyższe – farmy wiatrowe firmy Polish Energy Partners o łącznej mocy 1200 MW będą kosztowały 4,81 mld EUR, czyli ponad 4 mln EUR/MW⁵⁸.

Koszty uśrednione w skali całego życia wiatraków na lądzie w 2010 roku przy koszcie kapitału 10% wynosiły od 60 do 140 USD/MWh. Nakłady inwestycyjne na MFW wiatrowe były wyższe niż na wiatraki na lądzie, ale współczynniki obciążenia były także wyższe, co częściowo niwelowało różnice kosztów inwestycyjnych. Koszty energii elektrycznej z MFW uśrednione na cały czas życia MFW wynosiły od 130 do 190 USD/MWh, także przy założeniu kosztu kapitału 10%. Koszt ten jest dla MFW nieco wyższy z uwagi na niepewność związaną z trudnymi warunkami pracy na morzu i małe doświadczenie historyczne.⁵⁹

Należy pamiętać, że koszty te były określane bez uwzględnienia współpracy wiatraków z systemem energetycznym i przedstawiają tylko koszt energii dostarczanej przez wiatrak na zaciskach transformatora wiatraka w chwili, gdy wieje wiatr. Ocena kosztów współpracy z siecią przedstawiona będzie w sekcji 5.1.1.

1.7. Natężenie światła słonecznego w Polsce

Światło słoneczne nie jest dostarczane w sposób jednorodny i charakteryzuje się znacznymi wahaniami dobowymi i rocznymi. W cyklu dobowym dochodzi do całkowitego zaniku energii słonecznej w nocy, a maksymalny strumień energii występuje około południa. W cyklu rocznym w Polsce dochodzi także do znacznych wahań średniego strumienia energii docierającej do powierzchni ziemi w poszczególnych miesiącach. Na półrocze letnie przypada ok. 70%-80% całorocznej energii promieniowania słonecznego. Rozkład energii słonecznej na terenie Polski przedstawiono na rys. 1.9.

⁵⁶ Department of Energy and Climate Change – *UK Renewable Energy Road Map*, July 2011, Figure 2

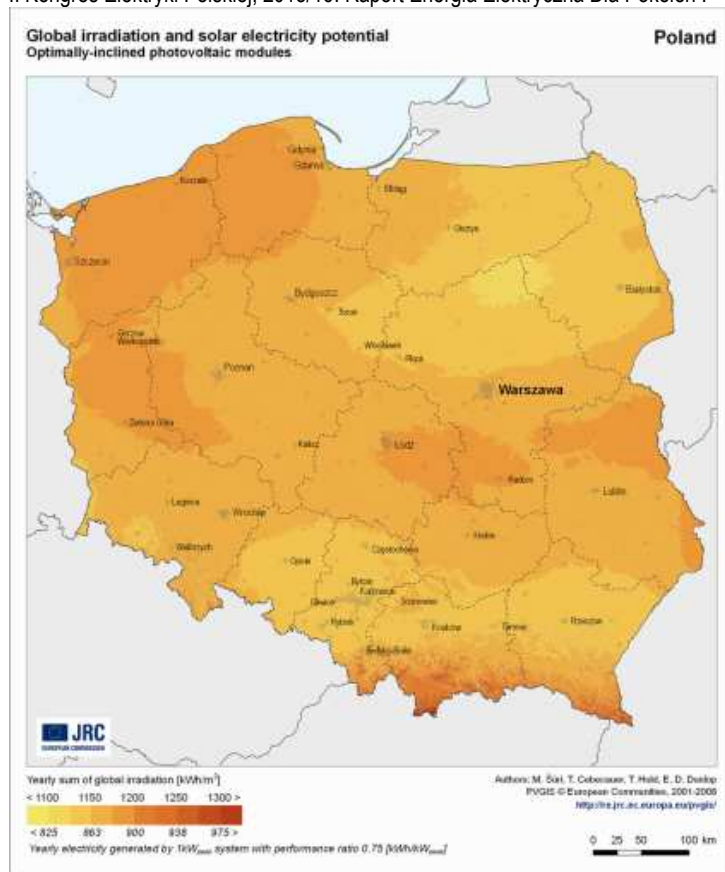
⁵⁷ G. Hughes *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark*, 2012, www.ref.org.uk

⁵⁸ http://energetyka.wnp.pl/pep-na-1-2-gw-na-baltyku-potrzeba-ok-4-81-mld-euro,231220_1_0_0.html

⁵⁹ IRENA, *Wind*, ibid, str 5

gie wykorzystujące OZE. Materiały studialne, 2015.

Przykładowe dane dotyczące możliwości pozyskania energii słonecznej dla niektórych miast w Polsce i w Europie przedstawiono w poniższej tabeli.



Rys. 1.9 Rozkład średniorocznego nasłonecznienia na terenie Polski

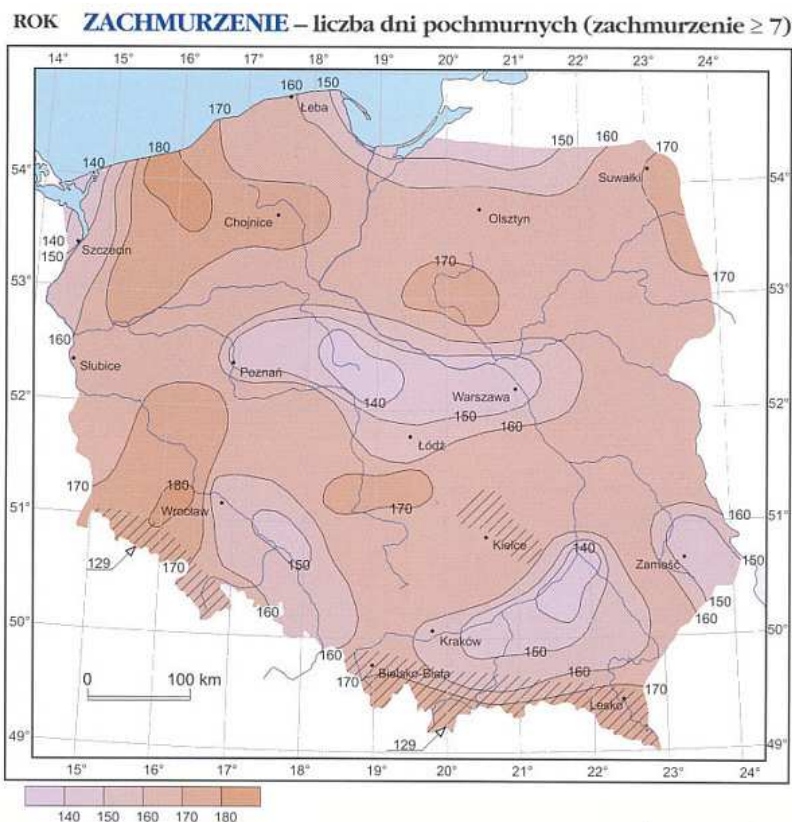
Tabela 1.5. Możliwości pozyskania energii słonecznej dla różnych miast w Polsce i Europie z panelu fotowoltaicznego o mocy zainstalowanej 1 kWp wykonanego w technologii krzemu krystalicznego

Miasto	Em	Hm
Warszawa	889	1160
Kraków	879	1140
Słupsk	905	1190
Zielona Góra	905	1180
Białystok	872	1140
Monachium	1010	1310
Tuluza	1170	1560
Sztokholm	869	1130
Helsinki	861	1120
Murzańsk	717	913
Sewilla	1420	1940

Symbole użyte w tabeli:

- Hm: Średnia roczna całkowitego nasłonecznienia na metr kwadratowy modułu (kWh/m²)
- Em: Średnia roczna produkcja energii przez dany system (kWh)

Na te regularne cykle roczne i dobowe nakładają się stochastyczne zmiany nasłonecznienia związane z zmianami pogody. Zgodnie z rys. 1.10 w Polsce liczba dni pochmurnych jest szacowana na około 140-180 w różnych rejonach kraju. Wiąże się to z dominującym typem pogody z przeważającymi wiatrami zachodnimi niosącymi deszczowe chmury z nad Atlantyku.



Rys. 1.10. Liczba dni pochmurnych w Polsce⁶⁰

Cykliczność dostępności energii słonecznej przy głównie pochmurnym niebie, determinuje sposób jej wykorzystania. Źródła fotowoltaiczne mogą dostarczyć maksymalną energię w południe, gdyż w tym czasie nasłonecznienie także osiąga maksymalne wartości. Jest to czas zbliżony do porannego szczytu zapotrzebowania, ale zupełnie nie pasuje do szczytu wieczornego, znacznie większego.

Biorąc pod uwagę aktualne warunki ekonomiczne i techniczne należy stwierdzić, że energia ze źródeł fotowoltaicznych jest zdecydowanie droższa niż ta pochodząca ze źródeł kopalnych. Jej dostępność jest ograniczona tylko do pory dziennej i to głównie w półroczu letnim. Ponadto, zmienne zachmurzenie powoduje niepewność co do poziomu dostępnej z tego źródła energii.

Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej, który w przypadku wiatraków zdecydowanie zmieniał ranking jednostkowych nakładów inwestycyjnych, jest jeszcze bardziej istotny dla energii słonecznej. Nie ma sensu odnoszenie ocen ekonomicznych Polski do warunków słonecznych na południu Stanów Zjednoczonych czy w Hiszpanii. Jako punkt odniesienia mogą służyć dane dla Niemiec, podane przez najbardziej sprzyjający energetyce słonecznej Instytut Słonecznych Systemów Energetycznych Fraunhofera. Wg raportu ze stycznia 2015 roku⁶¹, energia wytworzona w panelach fotowoltaicznych w Niemczech wyniosła 32.8 TWh, podczas gdy moc średnia tych paneli wyniosła 36888 MW (koniec 2013 roku⁶² - 35.651 GW koniec 2014 roku - 38124 MWe). Współczynnik

⁶⁰ http://www.imgw.pl/wl/internet/zz/klimat/_0502_polska/24_zachm.jpg

⁶¹ <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014.pdf>

⁶² <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>

wykorzystania mocy zainstalowanej wynosił więc w Niemczech 32800 GWh/(36,8 GWx 87 60 h) = 0,10 lub w godzinach – 891 h rocznie.

Jak widać, nakłady inwestycyjne dla paneli słonecznych liczone na MW mocy szczytowej trzeba mnożyć przez 10 by uzyskać nakłady na MW mocy średniej w ciągu roku. A jak widzieliśmy z tabeli 1.5, średnia roczna produkcja energii przez układ fotowoltaiczny dla Krakowa (879 kWh na kWp) jest dużo mniejsza niż dla Monachium (1010 kWh/kWp). Panele słoneczne na południu Polski będą więc mniej wydajne od paneli słonecznych w Niemczech. Zastosowanie źródeł fotowoltaicznych wymaga specyficznych rozwiązań prawnych związanych z produkcją i sprzedażą energii przez wielu małych producentów. Eksploatacja sieci z wieloma dostawcami energii, z których każdy może podlegać fluktuacjom pogodowym wymaga również specyficznych rozwiązań technicznych związanych z jej zarządzaniem.

1.8. Koszty wytwarzania energii fotowoltaicznej

Należy zwrócić uwagę na fakt, iż obecnie w żadnym kraju świata cena energii ze źródeł fotowoltaicznych nie jest konkurencyjna w stosunku do ceny energii ze źródeł konwencjonalnych. W krajach, w których rozwija się fotowoltaika, rynek jest kreowany poprzez różne mechanizmy dofinansowania. Powszechnie stosowane są tzw. mechanizmy FiT (Feed in Tariff) zapewniające stałą bardzo wysoką cenę na energię z PV lub mechanizmy FiP (Feed-in Premium) polegające w zasadzie na dofinansowaniu różnicy ceny energii ze źródeł fotowoltaicznych i ceny energii w sieci, zapewnieniu długoterminowych umów na zakup energii ze źródeł fotowoltaicznych oraz zapewnieniu dostępu do sieci. W Europie takie mechanizmy wsparcia stosowane były w wielu krajach. Jednakże w Czechach parlament stwierdził, że koszty wsparcia dla OZE są zbyt wysokie i wprowadził od 1 stycznia 2014 roku podatek solarny działający wstecznie na poziomie 26 proc. przychodów dla elektrowni PV⁶³ a w sierpniu 2015 r. rząd ogłosił, że elektrowni fotowoltaiczne po zakończeniu zapisanego dla nich okresu dotowania zostaną rozebrane byh wykorzystać zajęte przez nie obszary dla rolnictwa, co spotkało się z gwałtowną krytyką przedsiębiorców przemysłu słonecznego⁶⁴. W Hiszpanii rząd zdecydowanie zredukował subsydia dla OZE⁶⁵, we Włoszech rząd stwierdził, że wobec deficytu budżetowego przekraczającego 200 mld reuro nie może dalej subsydiować OZE⁶⁶. W Grecji minister oświadczył, że OZE stanowią zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego⁶⁷, rząd Wielkiej Brytanii oznajmił, że planuje głębokie cięcia w subsydiach na OZE⁶⁸ a nawet w Niemczech wielkość subsydiów, które wynosiły 24 miliardy euro rocznie, stawia pod znakiem zapytania możliwość dalszego finansowania OZE⁶⁹ zwłaszcza, że zgodnie z obliczeniami instytutu Agora Energiewende, promującego rozwój OZE w Niemczech, w latach 2015-2035 Niemcy będą musieli dopłacić do OZE ok. 500 miliardów EUR.

Koszty wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł fotowoltaicznych wiążą się głównie z kosztem inwestycji. Instalacja fotowoltaiczna wymaga pokrycia kosztu następujących elementów:

- Panele słoneczne;
- Inwerter (przekształcający prąd stały na zmienny);
- Konstrukcja nośna (projekt i zakup);
- Wynajęcie powierzchni;
- Instalacja odgromowa i zabezpieczająca;

⁶³ Czechy ograniczają wsparcie dla OZE <http://www.wnp.pl/wiadomosci/204653.html>

⁶⁴ http://www.pv-tech.org/mobile/news/czech_minister_repeating_same_old_nonsense_about_solar

⁶⁵ Green Investors Abandon Spain After Renewable Subsidies Are Cut [Financial Times, 24 June 2014](http://www.ft.com/content/24-june-2014)

⁶⁶ Facing €200 Billion Solar Bill, Italy Plans Retrospective Subsidy Cuts [Reuters, 23 June 2014](http://www.reuters.com/article/2014/06/23/italy-solar-subsidies-idUKL6N0P41TW20140623)

<http://uk.reuters.com/article/2014/06/23/italy-solar-subsidies-idUKL6N0P41TW20140623>

⁶⁷ Greece Turns To Coal, Calls Renewable Energy A Threat To National Security [PV Magazine, 19 June 2015](http://www.pv-magazine.com/2015/06/19/greece-turns-to-coal-calls-renewable-energy-a-threat-to-national-security/)

⁶⁸ UK Government Plans Deep Cuts In Green Policy & Funding [Financial Times, 14 July 2015](http://www.ft.com/content/14-july-2015)

⁶⁹ Germany's Green Energy Transition May Be Running Out Of Money, Study Warns [Frankfurter Allgemeine Zeitung, 23 June 2015](http://www.frankfurter-allgemeine-zeitung.de/2015/06/23/germany-s-green-energy-transition-may-be-running-out-of-money-study-warns/)

Eksploatacja paneli fotowoltaicznych wymaga uwzględnienia następujących pozycji:

- Jednokrotna wymiana inwertera (żywność mniejsza od ogniw słonecznych);
- Konserwacja powierzchni paneli;
- Opłaty za dzierżawę powierzchni.

Obecnie w Polsce szacowany udział kosztu paneli fotowoltaicznych stanowi ok. 50%-60% całego kosztu instalacji.

Przykładowo przy obecnych cenach rynkowych paneli fotowoltaicznych koszt indywidualnej instalacji o powierzchni 100m² to ok. 100 – 150 tys. PLN (ok 25000 - 37500€). Panele fotowoltaiczne z krystalicznego krzemu o tej powierzchni dają moc zainstalowaną ok. 12 kW. Roczna produkcja energii z takiej instalacji w Warszawie wynosi ok. 11 MWh. Przyjmując średni koszt instalacji 125 000 PLN i czas pracy 20 lat, można obliczyć, że sama spłata kapitału (bez odsetek) przez 20 lat oznacza koszty inwestycyjne 450 PLN/MWh.

Przy ocenie opłacalności inwestycji należy jednak uwzględnić czynnik czasu, gdyż obserwowana jest stała tendencja obniżania kosztów instalacji fotowoltaicznych i stały wzrost kosztów energii elektrycznej przy czym obniżka kosztów instalacji PV wynika głównie z faktu stopniowego przejmowania rynku europejskiego przez producentów chińskich, którzy już teraz dostarczają ok. 90% paneli PV kupowanych w Polsce.

Dzisiejszy poziom rozwiązań technicznych fotowoltaicznych źródeł energii i związany z nimi koszt wytwarzania energii elektrycznej powoduje, że przy obecnym poziomie cen energia słoneczna jest niekonkurencyjna wobec pozostałych proponowanych w miksie paliwowym. Sytuacja ta może ulec zmianie w perspektywie następnych 10 lat, jednakże jest ona bardzo silnie uzależniona od kontynuacji wsparcia ekonomicznego na wiodących rynkach. Wspieranie ekonomiczne fotowoltaiki jest kosztowne i w warunkach kryzysu ekonomicznego państwa tego typu wydatki przeważnie są ograniczane, co może opóźnić osiągnięcie progu ekonomicznej opłacalności. Zatem przyszłość fotowoltaiki w Polsce zależy od osiągnięcia względnej konkurencyjności ekonomicznej lub od przyjęcia przez państwo polityki wsparcia finansowego dla tej dziedziny.

Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, że do ok. roku 2020 z powodu niekonkurencyjności kosztów i cen rozwój fotowoltaiki będzie raczej marginalny i bez znaczenia dla bilansu energetycznego kraju. W latach 2020-30 mogą zmienić się warunki ekonomiczne na skutek wzrostu cen energii ze źródeł kopalnych⁷⁰ i obniżenia cen energii fotowoltaicznej w wyniku postępu technicznego. Taki stan rzeczy może stworzyć warunki prorozwojowe bez wsparcia ze strony budżetu państwa, choć po uwzględnieniu kosztów sieciowych panele PV nadal będą niekonkurencyjne wobec innych źródeł energii.

Jednakże istotną barierą rozwojową fotowoltaiki jest cykliczność dostępności energii słonecznej i związana z nią znaczna niejednorodność produkcji energii. Z tego powodu całkowity udział fotowoltaiki w produkcji energii elektrycznej bez rozwoju wydajnych technologii jej magazynowania będzie ograniczony do ok. 1-3% w skali roku. Przy czym bardziej prawdopodobne jest wystąpienie barier technicznych związanych z koniecznością budowy zapasowych elektrowni już przy udziale ok. 1% w skali rocznej. Osiągnięcie tego celu wymaga budowy małych, indywidualnych instalacji fotowoltaicznych o mocy ok. 5kW (powierzchnia ok. 30-35m²) na dachach ok. 0,5 mln indywidualnych domów, lub odpowiednio mniejszej liczby wolnostojących elektrowni fotowoltaicznych o większej mocy/powierzchni.

Na początku 2012 roku cena modułów cienkowarstwowych ogniw fotowoltaicznych (u wytwórcy) spadła poniżej 1 USD/W, a ceny monokrystalicznych płytek silikonowych były w zakresie od 1.02 do 1.24 USD/W. Według ocen IRENA, koszty ogniw słonecznych maleją o jedną piątą przy każdym

⁷⁰ W tym opłat za emisję gazów cieplarnianych.

podwojeniu ich mocy zainstalowanej. Stwarza to dobre perspektywy dla obniżki kosztów tej technologii.

Jednakże obecnie koszty fotowoltaicznych technologii słonecznych są jeszcze bardzo wysokie i nawet obniżenie ich zgodnie z przewidywaniami nie daje perspektyw konkurencyjności ekonomicznej. Wg IRENA⁷¹ zestawienie kosztów technologii słonecznych przedstawia się następująco:

Tabela 1.6. Koszty systemu fotowoltaicznego

Technologia	Koszt modułu u wytwórcy (2010 USD/W)	Koszt po zainstalowaniu (2010 USD/W)	Sprawność (%)	Średni koszt energii elektrycznej w ciągu życia (2010 USD/MWh)
System c-Si PV u odbiorców indywidualnych	1.02 – 1.24	3.8 – 5.8	14	250 – 650
System c-Si PV system z akumulatorami	1.02 – 1.24	5 – 6	14	360 – 710
Amorficzne moduły krzemowe cienkwarstwowe na skalę przemysłową	0.84 – 0.93	3.6 – 5.0	8 – 9	260 – 590

Całkowite koszty zainstalowanego systemu fotowoltaicznego zależą silnie od kraju i nasłonecznienia w danym rejonie, ale także od systemu bodźców ekonomicznych, kosztów produkcji, dojrzałości rynku i wielu innych czynników. Najniższe koszty dla odbiorców indywidualnych występują w Niemczech, natomiast we Włoszech, w Hiszpanii, Portugalii i w USA typowe koszty wynoszą od 5.7 do 5.8 USD/W. Cienkwarstwowe moduły silikonowe instalowane na skalę przemysłową w 2010 roku kosztowały 3.9 USD/W. Mimo to, koszty systemów fotowoltaicznych były i są wysokie. Koszty uśrednione w skali całego życia dla odbiorców indywidualnych przy koszcie kapitału 10% wynosiły w 2011 roku od 250 do 650 USD/MWh, a po dodaniu kosztów magazynowania energii elektrycznej od 360 USD/MWh do 710 USD/MWh. Oczywiście zasadniczą sprawą jest nasłonecznienie – zupełnie inne w Hiszpanii niż w Polsce. Do dalszych porównań będziemy przyjmowali wartości typowe dla Niemiec, jako kraju najbardziej zbliżonego pod względem nasłonecznienia do Polski.

W Niemczech w 2011 r, ceny systemów fotowoltaicznych o mocy od 2 do 5 kW wynosiły średnio 3777 USD/kW włącznie z instalacją. We Włoszech, Portugalii i Hiszpanii, odpowiednie ceny wynosiły średnio 5 787 USD/kW podobnie jak w USA (5657 USD/kW)⁷². Ceny dużych systemów PV o mocy od 5 do 10 kW wynosiły w Niemczech średnio 3 600 USD₂₀₁₀/kW, a innych krajach od 5 314 USD₂₀₁₀/kW do 5 433 USD₂₀₁₀/kW⁷³. Dla projektów o mocy 10 MW średnie nakłady inwestycyjne wynosiły w 2010 roku około 4700 USD₂₀₁₀/kW, to jest były o 16% niższe niż w poprzednim roku 2009. Średnia cena dla instalacji c-Si PV wynosiła 5030 USD₂₀₁₀/kW, a dla modułów cienkwarstwowych 4160 USD₂₀₁₀/kW⁷⁴. Przy wyższych mocach koszty pozostawały na tym samym poziomie co i dla 2 MW.

⁷¹ IRENA : Cost Analysis of Solar Photovoltaics, 2012, page 5

⁷² Photon International, Photon, Issue 4-2011 and 5-2011, Aachen.

⁷³ Photon International, Photon, Issue 5-2011, Aachen.

⁷⁴ Annual World PV Market Review, Solarbuzz, 12 April 2011, Port Washington, NY.

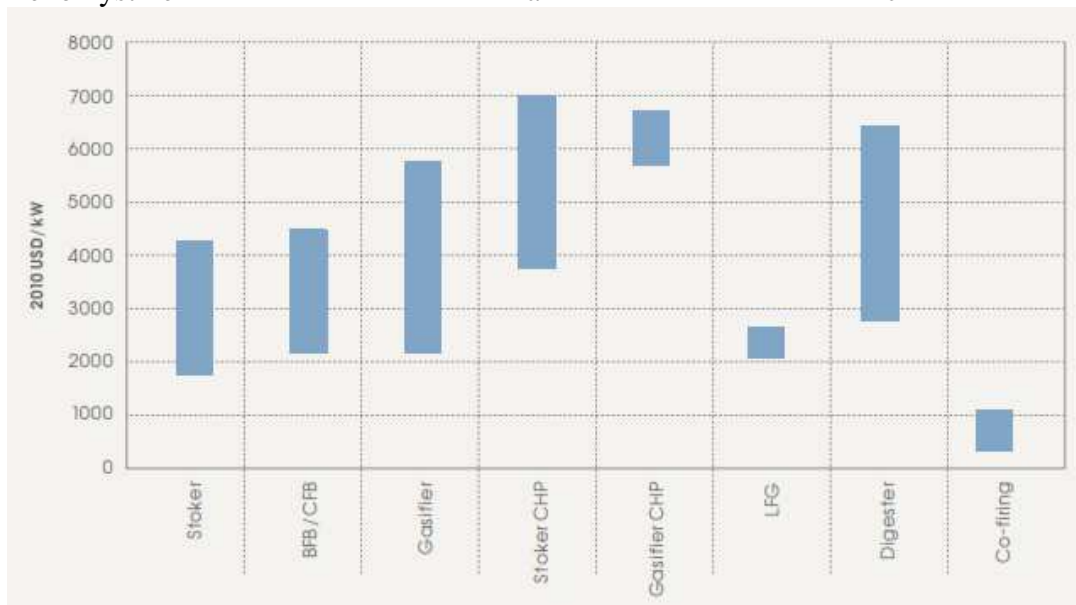
1.9. Biomasa

Koszty i sprawność urządzeń do produkcji energii elektrycznej przez spalanie biomasy zależą silnie od technologii. Zmieniać się mogą także koszty urządzeń w ramach danej technologii w zależności od regionu, rodzaju i ilości biomasy i miejsca jej przygotowania do spalania.

W raporcie OECD 2015⁷⁵ przedstawiono reprezentatywne koszty urządzeń dla najpopularniejszych technologii spalania biomasy w funkcji mocy instalacji. Przykład USA wskazuje, że przy zwiększaniu mocy pewne technologie pozwalają na znaczne zmniejszenie nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy. Na przykład nakłady inwestycyjne dla kotła z cyrkulacyjną warstwą fluidalną – (CFB) o mocy 0.5 MWe wynoszą USD 14 790/kW, ale maleją do USD 4 000/kW dla układu o mocy 8.8 MW. Inne technologie mniej zależą od skali i na przykład dla małych układów elektrociepłowni z kotłem rusztowym w tym samym zakresie mocy nakłady inwestycyjne wynoszą od USD 3 150 do USD 4 800/kW.

Kotły rusztowe są technologią dojrzałą i wiele krajów – w tym Polska - ma już spore doświadczenie w jej stosowaniu. Dobrze uzasadnione projekty instalacji spalania biomasy uzyskują zwykle bez trudności kredyty bankowe. Całkowite nakłady inwestycyjne (capital expenditure -CAPEX) – obejmują koszty urządzeń do spalania biomasy i wytwarzania energii elektrycznej, do przygotowania paliwa, koszty prac inżynierskich i budowy oraz drogi i inne rodzaje nowej infrastruktury lub ulepszeń już istniejącej infrastruktury zgodnie z wymaganiami inwestycji. Wymagania dla każdego z tych elementów są różne w zależności od projektu, a szczególnie dotyczy to wymagań w zakresie infrastruktury.

W przypadku współspalania, podawane są tylko koszty dodatkowe, które zwiększają nakłady inwestycyjne na nowe elektrownie węglowe z zakresu około USD 2 000 - USD 2 500/kW do zakresu USD 2 100 - USD 3 100/kW. Dodatkowo należy uwzględnić, że przy dużym udziale współspalania zmniejszać się będzie wykorzystanie mocy istniejących elektrowni systemowych, co wpłynie niekorzystnie na ich LCOE.



Rys. 1.11. Zakres nakładów inwestycyjnych na instalacje spalania biomasy, wg OECD 2015. (Stoker – rusztowy, BFB– kocioł fluidalny ze złożem pęcherzykowym, CFB - kocioł z cyrkulacyjną warstwą fluidalną, Gasifier- zgazowywacz, stoker CHP - elektrociepłownia z kotłem rusztowym, Gasifier CHP - elektrociepłownia z kotłem z cyrkulacyjną warstwą fluidalną, LFG – gaz wysypiskowy, Digester – komora fermentacyjna, co-firing – współspalanie)

⁷⁵ OECD-NEA: Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition OECD 2015 NEA No. 7057

Przy przyjęciu stopy dyskonta 10% koszty uśrednione w skali całego życia LCOE dla kotłów rusztowych (stoker boilers) są w zakresie od USD 0.062/ kWh do USD 0.21/kWh. LCOE kotła rusztowego spalającego odpady leśne wynosi USD 0.14/kWh, przy czym połowa wynika z nakładów inwestycyjnych, a 35% z kosztów paliwowych. LCOE kotła rusztowego spalającego wyłoczynę (bagasse) o niższych nakładach inwestycyjnych i kosztach paliwowych wynosi USD 0.098/kWh. W tym przypadku, koszty inwestycyjne stanowią nieco większy udział (57%) w LCOE, a koszty paliwowe około 27%. W przypadku taniego kotła rusztowego spalającego odpady rolne, których koszt wynosi USD 50/tonę, LCOE wynosi USD 0.10/kWh, z czego 39% całkowitego kosztu wynika z nakładów inwestycyjnych, a połowa z kosztów paliwowych.

Kotły z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym CFB i kotły fluidalne ze złożem pęcherzykowym BFB napędzające turbiny parowe charakteryzują się kosztami uśrednionymi na cały czas życia LCOE wynoszącymi USD 0.17 i USD 0.15/kWh przy spalaniu peletów lub miejscowych roślin energetycznych. Nakłady inwestycyjne stanowią 31% i 51% LCOE odpowiednio dla układów CFB i BFB, przy czym użycie peletów podwaja bezwzględny koszt paliwa z USD 0.05/kWh do około USD 0.10/kWh i zwiększa udział kosztów paliwowych w LCOE z 36% do 61%.

LCOE dla wybranych przykładów zgazowycy są w zakresie od USD 0.09 do USD 0.16/kWh. W przypadku prostego zgazowycy ze złożem stałym z silnikiem o spalaniu wewnętrznym i o stosunkowo małych nakładach inwestycyjnych udział kosztów inwestycyjnych w LCOE wynosi 45% a udział kosztów paliwowych 40%. W bardziej zaawansowanych technicznie zgazowycach BFB/CFB z oczyszczaniem gazów do wykorzystania w turbinie gazowej nakłady inwestycyjne są znacznie wyższe i stanowią około 55% LCOE, podczas gdy udział kosztów paliwowych wynosi 30%.

Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w ciągu całego życia LCOE dużych układów kogeneracyjnych (CHP) kotła ze zgazowycem wynoszą od USD 0.12 do USD 0.15/kWh. Koszty inwestycyjne powodują około połowy kosztów LCOE, a paliwo daje około jednej trzeciej tych kosztów. Raport Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej IRENA 2012 ⁷⁶, to jest organizacji działającej na rzecz rozwoju OZE, podaje wielkość kosztów inwestycyjnych, (to jest części kosztu wytwarzania energii, która wynika z poniesionych nakładów inwestycyjnych) na układy wytwarzające energię elektryczną przy spalaniu biomasy 160 USD/MWh, a więc niższą niż raport OECD 2015. Zakładając, że w Polsce warunki do produkcji i użytkowania biomasy są dogodniejsze niż dla innych krajów OECD, przyjmujemy wartości podane przez IRENA jako reprezentatywne dla warunków polskich. Uśrednione w skali całego życia koszty energii elektrycznej uzyskiwanej ze spalania biomasy pozostają w zakresie od 60 do 290 USD/MWh, w zależności od nakładów inwestycyjnych i ceny biomasy. Jeśli nakłady inwestycyjne są niskie i biomasa jest łatwo dostępna, wówczas spalanie biomasy może być opłacalne ekonomicznie.

W warunkach polskich biomasa jest strategicznie bardziej atrakcyjna niż wiatr i fotowoltaika, bo warunki wiatrowe w Polsce są zdecydowanie gorsze niż w krajach nad Atlantykiem, nasłonecznienie jest oczywiście mniejsze niż na południu Europy i w Afryce, natomiast biomasa może być produkowana na miejscu i dostarczać miejsc pracy polskim rolnikom.

⁷⁶ RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES June 2012 International Renewable Energy Agency IRENA Vol. 1: Power Sector Issue 1/5 Biomass for Power Generation https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-BIOMASS.pdf

2. ROZPROSZONE ZASOBY ENERGETYCZNE

Definicja DG

IEA podaje następujący podział generacji niescentralizowanej:

- **generacja rozproszona** (*distributed generation*) oznacza źródła wytwórcze pracujące na potrzeby własne klienta lub dostarczające energię do sieci dystrybucyjnej (nie obejmuje zazwyczaj energetyki wiatrowej, utożsamianej raczej z dużymi fermami wiatrowymi niż z pojedynczymi elektrowniami wiatrowymi),
- **generacja rozsziana** (*dispersed generation*) obejmuje oprócz generacji rozproszonej również energetykę wiatrową, jednostki są przyłączone do sieci dystrybucyjnej lub nie współpracują z siecią,
- **moce rozproszone** (*distributed power*) obejmują oprócz generacji rozproszonej również technologie magazynowania energii, np. koła zamachowe, sprężone powietrze, cewki magnetyczne, duże ogniwa paliwowe,
- **zasoby energetyczne rozproszone** (*distributed energy resources*) obejmują generację rozproszoną działania po stronie popytu (DSM), w tym również wzrost końcowego użytkownika energii,
- **moce zdecentralizowane** (*decentralised power*) oznaczają system zasobów energetycznych rozproszonych przyłączony do sieci dystrybucyjnej.

Generacja rozproszona może być również jako zintegrowane z systemem lub autonomiczne użycie małych, modułowych generatorów energii elektrycznej, usytuowanych w pobliżu odbiorców; może pozwolić przedsiębiorstwom energetycznym uniknąć kosztownych inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną, zwiększa możliwości systemu i przyczynia się do dostarczenia odbiorcom energii elektrycznej o wyższej jakości, zwiększa niezawodność dostaw i przyczynia się do zachowania czystości środowiska -*US DoE*.

Dyrektywa elektryczna⁷⁷ wprowadza pojęcie „wytwarzanie rozproszone”, które oznacza elektrownie podłączone do systemu dystrybucyjnego⁷⁸.

Wprowadza również definicje:

- „mały system wydzielony” oznacza każdy system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym mniej niż 5% rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami,
- „mikrosystem wydzielony” oznacza każdy system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 500 GWh i który nie ma połączenia z innymi systemami.

Zazwyczaj przyjmuje się następujący podział ŻR według mocy źródła:

- Mikrogeneracja rozproszona 1 kW...5 kW.
- Mała generacja rozproszona 5 kW do 5 MW.
- Średnia generacja rozproszona 5 MW do 50 MW.
- Duża generacja rozproszona powyżej 50 MW...150 MW.

⁷⁷ Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady Dyrektywie 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.

⁷⁸ Przyjęcie takiej definicji w Polsce oznaczałoby ograniczenie mocy źródeł rozproszonych do przedziału 150...200 MW, co wynika z pracy w sieci dystrybucyjnej o napięciu nie przekraczającym 110 kV.

W zależności od kraju, przeważnie zwyczajowo różnie przyjmuje się wartość graniczną mocy źródła zaliczanego do tej -kategorii (np. Wielka Brytania: 100 MW, USA: 50 MW, Polska: 5 MW⁷⁹, Szwecja: 1,5 MW).

UOZE wprowadza nowe kategorie wytwórców:

- mała instalacja - instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW,
- mikroinstalacja - instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW.

Generacja rozproszona ma silne wsparcie polityczne na poziomie KE. Jako zalety GR wymienia się następujące czynniki, wykraczające poza kryteria czysto techniczne:

- Wysoka sprawność oznacza, szczególnie w przypadku jednostek kogeneracyjnych, mniejsze zużycie paliwa pierwotnego, obniżenie emisji CO₂ oraz innych zanieczyszczeń, co jest zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju.
- Straty w sieciach przesyłowych ulegają obniżeniu dzięki lokalizacji elektrociepłowni w miejscach zużycia energii elektrycznej.
- Technologie rozproszone umożliwiają nowym podmiotom łatwiejsze wejście na rynek wytwórców energii elektrycznej, co sprzyja rozwojowi konkurencji między wytwórcami.
- Pojawiają się możliwości tworzenia nowych przedsiębiorstw, w tym zwłaszcza małych i średnich spółek, oraz stosowania innych form współpracy w postaci pakietów udziałów (przemysłowych, elektroenergetycznych, technologicznych itp.).
- Ułatwienie powstawania więzi między mieszkańcami i danym terytorium, głównie w odniesieniu do zaniedbanych, izolowanych lub wybitnie peryferyjnych obszarów.

Podział ŻR

Definicja źródła rozproszonego zmieniała się w czasie:

- źródło nie planowane centralnie, w chwili obecnej nie dysponowane centralnie, przyłączone do sieci rozdzielczej; ograniczenie mocy do wartości 100-150 MW oraz niezależność od działań operatora systemu – Cigre (1998)⁸⁰,
- Źródło - jednostka wytwórcza wykorzystywana przez użytkownika na miejscu zainstalowania, lub dostarczająca energię do sieci rozdzielczej niskiego napięcia –IEA,
- źródło rozproszone oznacza jednostkę wytwórczą przyłączonej do sieci rozdzielczej niskiego napięcia -EU Directive 96-92,
- Źródła energii elektryczne przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczej lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy.

Źródła rozproszone, w zastosowaniach praktycznych, można z grubsza podzielić na dwie kategorie:

- Wykorzystujące tradycyjne pierwotne nośniki energii.
- Oparte na odnawialnych zasobach energetycznych (OZE).

⁷⁹ W Polsce za wartość graniczną można przyjąć moc źródła energii elektrycznej, które nie wymaga koncesjonowania.

⁸⁰ Study Committee 37 CIGRE. Influence enhanced distributed generation on power system. TF 37.23 Report, Paris 1998.

Rola, jaką mogą spełniać małe źródła, jest zróżnicowana i zależy od typu źródła oraz miejsca jego zainstalowania:

- **u odbiorców końcowych:** podstawowe źródło energii, źródło rezerwowe, źródło awaryjne, jednostka kogeneracyjna, źródło energii w szczycie, magazynowanie energii, źródła podwyższające standardy zasilania (ponad możliwości niezawodnościowe i jakościowe zasilania sieciowego),
- **w przedsiębiorstwach dystrybucyjnych:** świadczenie usług systemowych, wspomaganie lokalne wytwarzania w szczytach, mikro-sieci, podniesienie niezawodności, eliminowanie ograniczeń przesyłowych, uniknięcie konieczności rozbudowy sieci,
- **wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła:** w miastach, na terenach odległych, zapewnienie gwałtownie rosnącego zapotrzebowania na obszarach, gdzie zapotrzebowanie jest już obecnie duże, wykorzystanie RES.

Charakterystyka źródeł rozproszonych

Z punktu widzenia produkcji ciepła istotne jest to, że źródła rozproszone często, chociaż oczywiście nie zawsze, buduje się jako źródła skojarzone. Jeżeli istnieje lokalne zapotrzebowanie na ciepło powinno poszukiwać się w pierwszym rzędzie technologii skojarzonej, szczególnie jeżeli jest dostępny lokalny nośnik energii pierwotnej odpowiedni dla tego typu produkcji.

Kogeneracja średniej i małej skali, wytwarzająca w skojarzeniu ciepło i energię elektryczną, cechuje się wysoką sprawnością wykorzystania energii chemicznej paliwa, prowadząc do oszczędności ok. 30% energii pierwotnej w porównaniu z wytwarzaniem rozdzielonym. Skutkuje to również ograniczeniem emisji do środowiska (np. wytwarzanie CO₂ zmniejsza się o 0,3...0,5 kg na kWh produkowanej energii w stosunku do tradycyjnych technologii węglowych).

W powszechnie przyjmowanej ocenie generacji rozproszonej uznaje się, że ma ona następujące zalety:

- ograniczenie strat przesyłu i dystrybucji (wytwarzanie energii w układach położonych w pobliżu jej bezpośrednich użytkowników),
- może stanowić istotny element wzrostu niezawodności systemów elektroenergetycznych,
- umożliwia bezpośredni kontakt producenta z odbiorcą energii,
- cena energii zbliżona do kosztów wytworzenia - pomijalne koszty przesyłu stanowiące 30...40% ceny energii,
- może stymulować konkurencję wśród wytwórców, wykorzystując nowe mechanizmy rynkowe, np. odsprzedaż energii w szczycie, zakup w dolinie,
- możliwe jest zróżnicowanie struktury własnościowej,
- zwiększenie pewności zasilania odbiorców, możliwość elastycznego użycia w stanach zagrożenia awariami,
- pozwala na uniknięcie kosztów rozbudowy sieci elektroenergetycznej i ciepłej (lub co najmniej na przesunięcie w czasie inwestycji sieciowej),
- wymaga mniejszych nakładów inwestycyjnych dla zaspokojenia potrzeb niedużych odbiorców, krótszych czasów inwestycyjnych, umożliwia elastyczność prowadzenia inwestycji w czasie oraz sposobu jej finansowania,
- możliwość dokładnego dopasowania mocy jednostek wytwórczych do zapotrzebowania,
- duża elastyczność pracy, dostosowywana do potrzeb odbiorców i warunków cenowych na rynkach energii,

- budowa modułowa umożliwiająca łatwość rozbudowy,
- nie wymaga rozległej infrastruktury sieciowej,
- bezobsługowość urządzeń i możliwość zdalnego sterowania,
- mała liczba wymaganego personelu,
- decentralizacja wytwarzania, możliwość świadczenia usług systemowych (np. rezerwowanie mocy, regulacja mocy biernej, regulacja napięcia)
- mała szkodliwość dla środowiska.

Źródła rozproszone posiadają również wady, do których należą:

- sprawność wytwarzania energii elektrycznej jest często niższa niż w jednostkach centralnych stosujących kombinowane cykle gazowe,
- stosunkowo nowe technologie rozproszone wymagają wykazania swoich zalet w trakcie dłuższej eksploatacji,
- wyższe koszty inwestycyjne i zmienne w stosunku do jednostek dużych,
- konkurencyjność ekonomiczna wymaga zazwyczaj pracy w układach skojarzonych (konieczność wykorzystania ciepła),
- kłopoty z zanieczyszczeniami powietrza i z hałasem w obszarach gęsto zaludnionych,
- obawa przed negatywnym oddziaływaniem na system elektroenergetyczny, szczególnie w przypadku źródeł stochastycznych i wysokiego poziomu ich udziału w mocy całkowitej systemu przy niedopasowaniu lub niewłaściwym wykorzystaniu źródła rozproszonego w systemie,
- w przypadku zastosowania paliw niekonwencjonalnych, np. biomasy, wymagają zorganizowania stabilnych dostaw,
- nieokreślony udział źródeł rozproszonych w odpowiedzialności i podziale ryzyka związanego z bezpieczeństwem systemu,
- wymagają poznania nowych technologii i reguł rynkowych (różnych od technologii scentralizowanych),
- złożone i niejednoznaczne procedury sieciowe, np. koszty przyłączenia, świadczenie usług systemowych, bilansowanie, koszty rezerwowania mocy,
- możliwość poniesienia strat w przypadku konfliktu z miejscowym operatorem sieci dystrybucyjnej.

Cechą niekorzystną generacji rozproszonej, zarówno wykorzystującej niektóre technologie OZE, np. energetykę wiatrową lub opartą na lokalnym masowym udziale prosumentów, może być nieprzewidywalność, co przekłada się na obiektywne trudności we współpracy indywidualnych jednostek z operatorami sieci dystrybucyjnych oraz utrudnia uczestnictwo na konkurencyjnym rynku energii. Problemy te może złagodzić pośrednik – zarządca tzw. wirtualnej elektrowni.

Otoczenie prawne GR

Podstawowe akty prawne dotyczące GR na poziomie UE to:

- Dyrektywie 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 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w

sprawie efektywności energetycznej, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 134.

- Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 13.

Dyrektywa elektryczna mówi, że:

„Państwa członkowskie zapewniają istnienie specjalnych procedur udzielania zezwoleń na małe wytwarzanie zdecentralizowane lub rozproszone, które uwzględnia ich ograniczoną wielkość i potencjalne oddziaływanie.” (art. 7, p. 3).

„Przy planowaniu rozbudowy sieci dystrybucyjnej operator systemu dystrybucyjnego uwzględni środki związane z efektywnością energetyczną/zarządzaniem popytem lub wytwarzanie rozproszone, które mogłyby zastąpić potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności.” (art. 25, p. 7).

Zagadnienia GR w dyrektywie o efektywności energetycznej są omówione w p. 2.2.

Otoczenie formalno-prawne GR w Polsce pokazano na rys. 2.1.

W PEP 2030 znajduje się zapis na temat GR – w priorytecie „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” zapisano cel „Rozwój źródeł skojarzonych i rozproszonych”.

W ocenie PEP 2030⁸¹ ocena realizacji tego zadania została ujęta w następujący sposób:

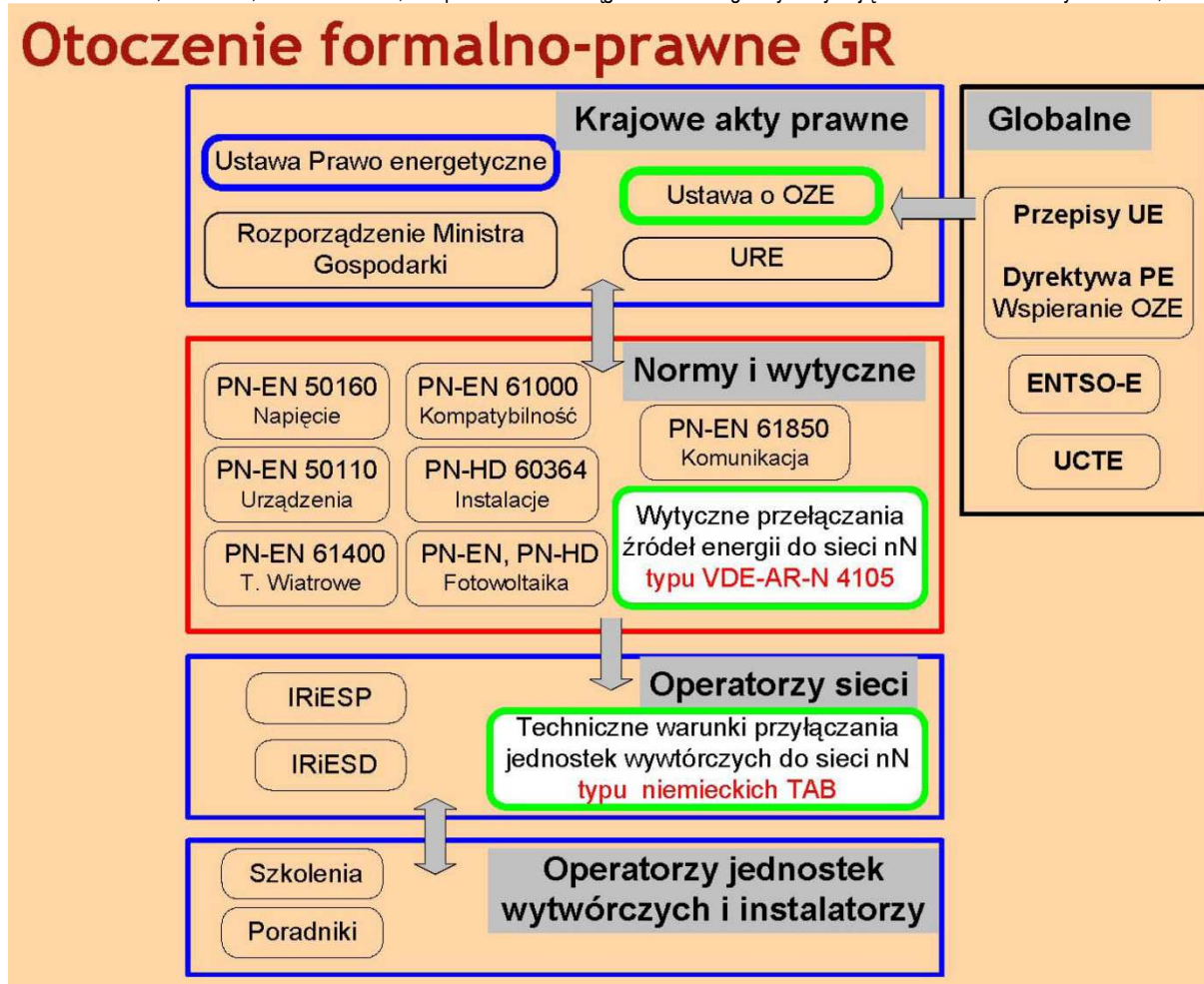
„W odniesieniu do kwestii ograniczenia strat sieciowych w przesyłce i dystrybucji (w szczególności poprzez modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej) osiągnięto pewne postępy, pozostaje jednak nadal duży potencjał ograniczenia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

Jako rekomendacje dla przyszłej polityki zapisano: „Z uwagi na spodziewany rozwój energetyki rozproszonej, wobec przewidywanej dużej skali przyłączeń 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.”

W „Projekcie Polityki energetycznej Polski do 2050”⁸² roku znalazł się zapis „W warunkach scenariusza jądrowego odnawialne źródła energii koncentrować się będą zapewne w obszarze rozproszonej energetyki prosumenckiej, rozproszonej i mikrogeneracji. Ich rola w energetyce systemowej będzie ograniczona.”

⁸¹ Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

⁸² Projekt Polityki energetycznej Polski do 2050 roku, Warszawa, sierpień 2014 r.



Rys. 2.1. Otoczenie formalno-prawne GR w Polsce

Źródło: Świrski K.: Inteligentne sieci i energetyka rozproszona, Politechnika Warszawska, MEiL, 2015.

Znaczenie GR

Generacja rozproszona przestaje być zagadnieniem li tylko technicznym (nowa technologie i ich udoskonalenie) a zaczyna być istotnym elementem filozofii zaopatrzenia w energię w przyszłości. Stanowi obecnie pewien środek przełamania globalnej niewiary w możliwość zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i wynikającego z niej braku zaufania do inwestowania w nowe moce wytwórcze.

O rozwoju generacji rozproszonej decydują takie czynniki jak:

- liberalizacja rynku energii, prowadząca do wzrostu konkurencji, poszukiwania nowych źródeł przychodu przez firmy energetyczne,
- rosnące znaczenie bezpieczeństwa dostaw i związane z tym dążenie do dywersyfikacji źródeł energii,
- postępem w opracowywaniu rynkowych technologii źródeł rozproszonych,
- obowiązki nakładane na sektor energetyki wynikające ze wzrastających wymogów ochrony środowiska, i wynikający z nich staranny dobór typu źródła (technologii) przez inwestorów,
- rosnące koszty produkcji i przesyłu energii ze źródeł scentralizowanych,
- brak połączeń międzyregionalnych uniemożliwiający swobodny przepływ energii elektrycznej pomiędzy obszarami; trudności w budowie nowych sieci przesyłowych,

- rozwój mechanizmów rynkowych i regulacyjnych stwarzający powolne, ale systematyczne polepszenie pozycji rynkowej źródeł rozproszonych,
- wysokie ceny na energię w szczycie,
- spadek kosztów inwestycyjnych jednostek wytwórczych rozproszonych wynikający z rozwoju technologii i wzrostu skali rynku,
- rosnący brak zaufania odbiorców co do niezawodności systemów dużej skali, szczególnie po serii *blackoutów*,
- rosnące wymagania niektórych odbiorców co do jakości i niezawodności dostarczanej energii elektrycznej, np. banki, giełda, centra handlowe,
- rosnący krąg odbiorców energii elektrycznej i ciepła przekonanych co do zalet DG: przemysł, budownictwo mieszkaniowe, hotele, banki, duże wydzielone osiedla i budynki, duże placówki handlowe, szkoły, szpitale.

Generacja rozproszona wraz z wykorzystaniem lokalnych zasobów energetycznych stanowi filar lokalnych rynków energii, widoczny szczególnie tam gdzie powstają przedsiębiorstwa multienergetyczne.

Konkretyzując rolę samorządów lokalnych w rozwoju generacji rozproszonej mogą one podejmować następujące działania:

- Standaryzować warunki lokalnego przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i ciepłej, np. określać warunki techniczne, standaryzować proces składania wniosków i upraszczać kontrakty,
- Ułatwiać potencjalnym inwestorom ocenę kosztów, korzyści i ryzyka ekonomicznego inwestycji,
- Ujmować w lokalnych planach energetycznych możliwości wykorzystania źródeł rozproszonych,
- Żądać rozważenia opcji generacji rozproszonej przy analizie planów rozbudowy i wzmocnienia sieci,
- Analizować wpływ generacji rozproszonej na lokalne warunki ochrony środowiska,
- Stwarzać stabilne warunki dla odbioru wytwarzanej energii, głównie ciepła, np. poprzez podpisywanie długoletnich kontraktów zakupu ciepła na potrzeby samorządu,
- Ułatwiać rozmowy pomiędzy potencjalnymi inwestorami, odbiorcami indywidualnymi i lokalnymi przedsiębiorstwami energetycznymi,
- Umożliwiać wykorzystanie środków z funduszy strukturalnych na inwestycje w źródła rozproszone,
- Prowadzić lobbing na rzecz stwarzania warunków sprzyjających rozwojowi źródeł rozproszonych, np. zmian warunków regulacyjnych.

Następuje stały postęp w technologiach rozproszonych:

- Zwiększenie sprawności energetycznej jednostek, zarówno małych jak i dużych,
- Stosowane są nowe paliwa, np. paliwa odnawialne,
- W przypadku węgla stosuje się techniki czystego spalania, np. wykorzystując zgazowanie węgla, wychwytywanie CO₂ ze spalin,
- Opracowano jednostki kogeneracyjne średniej, małej i mikroskali o parametrach technicznych i ekonomicznych umożliwiających zastosowania komercyjne,

Wpływ organów samorządowych staje się coraz bardziej istotny i będzie się powiększał wraz z rozwojem energetyki rozproszonej, w której coraz ważniejszą rolę będą wypełniały lokalne źródła kogeneracyjne i OZE.

Podmiot, prosument czy przedsiębiorstwo, rozważając możliwość uczestnictwa w działalności związanej z rozproszonym źródłem, powinno rozważyć dodatkowo, oprócz wymienionych poprzednio, następujące zagadnienia:

- Lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło,
- Istniejące i możliwe do przewidzenia ograniczenia systemowe,
- Możliwości zwiększenia atrakcyjności ekonomicznej obszaru swojego działania poprzez zaoferowanie wymagającym klientom usług związanych z GR,
- Możliwość integracji z miejscowymi zasobami OZE, np. biomasą,
- Wpływ systemu handlu emisjami na rozwój kogeneracji i systemów ciepłowniczych,
- Koszty i ocena ryzyka inwestycji GR uwzględniający m.in. wielowariantowość rozwiązań, koszt niedostarczonej energii, zmiany prawa, zmiany systemu regulacji, zmiany cen nośników energii,
- Celowość i możliwość współpracy z innymi partnerami na rynku ciepła i energii elektrycznej, np. inni producenci ciepła, lokalna spółka dystrybucyjna,
- Istotne możliwe zmiany w lokalnej polityce własnościowej,
- Dostępność surowców energetycznych w skali lokalnej i krajowej,
- Wynikające z trendów europejskich dające się przewidzieć tendencje w sposobie użytkowania energii, np. działania termomodernizacyjne w sektorze mieszkalnictwa, zapotrzebowanie na chłód, ograniczenia w dostawach energii elektrycznej związane z zmianą klimatu (mrozy, upały), działania modernizujące, które mogą podjąć podmioty trzecie.

W opracowaniu Komitetu Elektrotechniki PAN⁸³ zidentyfikowano szereg obszarów i problemów związanych z energetyką rozproszoną. Zwrócono uwagę m.in. na następujące zagadnienia:

- Integracja rozproszonych źródeł energii z siecią zasilającą, w tym metody zwiększenia zdolności przyłączeniowej sieci i sposób przyłączenia źródeł.
- Rozwój technologii zasobnikowych wykorzystywanych do integracji źródeł rozproszonych z siecią zasilającą; analizy współpracy lokalnych źródeł energii z zasobnikami energii.
- Wykorzystanie rozproszonych źródeł i zasobników energii do świadczenia usług pomocniczych operatorowi systemu przesyłowego (ancillary services) oraz do poprawy jakości zasilania.
- Wzrost kogeneracji i odnawialnej generacji rozproszonej przyłączanej do sieci dystrybucyjnych (110 kV i średniego napięcia).
- Generacja rozproszona i wyodrębnianie się autonomicznych systemów elektroenergetycznych.
- Możliwość zdalnego sterowania przez Operator Systemu Przesyłowego wytwarzaniem energii przez rozproszone źródła w systemach autonomicznych w czasie ich równoległej pracy.
- Potrzeba ciągłego udoskonalania zasad sterowania i zarządzania sieciami dystrybucyjnymi charakteryzującymi się wysokim nasyceniem jednostkami generacji rozproszonej (zagadnienia regulacji napięcia, strat mocy czy pracy źródeł w warunkach zakłóceń) oraz opracowania standardów automatyzacji sieci z uwzględnieniem systemów energoelektronicznych.
- Rosnąca liczba źródeł generacji rozproszonej przyłączanych do sieci dystrybucyjnych wymaga opracowania przejrzystych podstaw prawnych sterowania pracą tych źródeł (regulacja napięcia, sterowanie mocą, praca wyspowa w warunkach zakłóceń).

⁸³ Ekspertyza "Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika", Komitet Elektrotechniki PAN, Warszawa, 2015.

- Magazynowanie energii elektrycznej dla pokrycia potrzeb KSE z wykorzystaniem generacji rozproszonej, samochodów elektrycznych i hybrydowych oraz wykorzystaniem sieci gazowniczej.
- Skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w ciepłowniczych blokach gazowych małej mocy (kogeneracyjnych źródłach rozproszonych) z silnikami gazowymi, w tym zintegrowanych ze zgazowaniem biomasy.

W Polsce podjęto liczne prace badawcze, demonstracyjne związane z rozwojem generacji rozproszonej. Dotyczą one w przeważającej większości samych źródeł, w mniejszym stopniu zagadnień pracy systemów elektroenergetycznych z dużą liczbą źródeł rozproszonych. Wartość potencjału dla energetyki rozproszonej nie została nigdy rzetelnie oszacowana. Podając różne wartości przeważnie ogranicza się je do potencjału OZE, pomijając inne potencjały, np. wynikające z lokalnych źródeł kogeneracyjnych.

Wnioski i uwagi

Obserwując stan i rozwój GR w Polsce można sformułować następujące wnioski i uwagi:

- Rozwój GR jest wynikiem złożonych procesów zachodzących na rynkach światowych a jej przebieg zależy m. in. od aktywnej polityki energetycznej i regulacyjnej. Polska powinna uczestniczyć w tworzeniu modelu rynku energii uwzględniającym generację rozproszoną na szczeblu europejskim. W przeciwnym razie grozi nami jedynie rola powielania opracowanych przez innych rozwiązań.
- Lokalne rynki energii stają się rynkami podmiotów aktywnych (głównie samorządy, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy), współpracujących lub konkurujących ze sobą zgodnie z zasadami rynków konkurencyjnych przy coraz bardziej precyzyjnej polityce regulacyjnej opartej na rozwijanych systemach benchmarkingu.
- Rozwój generacji rozproszonej podyktowany będzie, przynajmniej do czasu zakończenia wstępnej fazy rozwoju tej technologii, potrzebami i rozwojem rynku energii elektrycznej oraz chęcią zagospodarowania lokalnych surowców energetycznych, a jedynie w przypadku dużych odbiorców rozproszonych zapotrzebowaniem na ciepło.
- Warunkiem rozwoju generacji rozproszonej, w tym wykorzystującej technologie kogeneracyjne i OZE, będzie stworzenie warunków rynkowych dla konkurowania technologii scentralizowanych i rozproszonych. Wymagać to będzie przede wszystkim stworzenia odpowiedniego systemu regulacyjnego. W warunkach polskich powinno to nastąpić w horyzoncie czasowym lat 2020...2025.
- Rozwój generacji rozproszonej będzie w przeważającej mierze domeną lokalnych operatorów sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych. Będzie to konsekwencją ich pozycji na lokalnych rynkach energii, znajomości reguł rynku energii, doświadczenia w prowadzeniu gry rynkowej i znacznych możliwości finansowych pozwalających na inwestowanie w źródła rozproszone. Istotne jest jednak uwzględnienie rosnącej roli prosumentów.
- Kogeneracja rozproszona będzie stanowić dla przedsiębiorstw ciepłowniczych konkurencję, szczególnie w przypadku dużych odbiorców nieprzemysłowych o stabilnym zapotrzebowaniu na ciepło i wysokich wymaganiach, co do niezawodności i jakości dostarczanej energii elektrycznej.
- Wzrastające zapotrzebowanie na ciepło w sektorze usług, przy malejącym zapotrzebowaniu w przemyśle i w sektorze mieszkaniowym, będzie stanowiło istotny bodziec rozwoju kogeneracji rozproszonej.
- Decyzja o inwestowaniu w źródło rozproszone nie powinna być podejmowana w oderwaniu od całokształtu lokalnego planu rozwoju i planu energetycznego. Powinna być raczej wynikiem lokalnego konsensusu społecznego i politycznego wokół planowanej inwestycji, z

uwzględnieniem zasad zrównoważonej polityki energetycznej, np. ochrona środowiska, redukcja emisji CO₂, zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło w wyniku planowanych prac termomodernizacyjnych, ograniczenie strat energii elektrycznej, źródła odnawialne i rozproszone, efektywny energetycznie system transportu publicznego.

- Potrzebny jest aktywny udział podmiotów polskich, wszystkich stakeholderów, w celu utrzymania kontaktu z działaniami prowadzonymi na szczeblu UE mającymi na celu rozwój kogeneracji rozproszonej. Potrzebny jest transfer wiedzy również w zakresie rozwiązań prawnych, regulacji rynku energii, gotowych technologii, inżynierii finansowania.
- Rozwój kogeneracji rozproszonej obarczony jest ryzykiem związanym przede wszystkim z dostępnością na rynku i relacjami cenowymi pomiędzy nośnikami energii (węgiel, gaz). Ryzyko to będzie miało charakter długotrwały z uwagi na brak stabilności na światowych rynkach nośników energii.
- Włączenie się przedsiębiorstw ciepłowniczych do gry rynkowej wymagać będzie prowadzenia aktywnej polityki, zarówno na etapie opracowywania rozwiązań rynkowych jak i na etapie prowadzenia gry rynkowej.
- Rozwiązaniem naturalnym przy realizacji nowych inwestycji wydaje się być współpraca lokalnych dystrybutorów energii elektrycznej i przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Istnieje cały szereg rozwiązań modelowych ułatwiających prowadzenie wspólnych inwestycji.

2.1. OZE – MOŻLIWOSCI I GRANICE ROZWOJU

Realizacja celów „3x20%” Pakietu energetyczno-klimatycznego nakłada obowiązek uzyskania przez Polskę od roku 2020 produkcji energii ze źródeł odnawialnych na poziomie 15% finalnego zużycia energii.

Na koniec 2014 r. moc zainstalowana OZE wyniosła 5 962,622 MW a liczba instalacji 2 082⁸⁴ (dane dla instalacji koncesjonowanych). Moc projektowanych instalacji OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2014 r. promes koncesji 4 640,613 MW. W 2014 r. nastąpił ponad 10% wzrost mocy w zainstalowanej w źródłach odnawialnych. Moc zainstalowana OZE na dzień 230.06.2015 wyniosła 6 332,956 MW.

Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2013–2014 wskazuje na ciągły wzrost udziału pozycji „Źródła wiatrowe i inne odnawialne” tj. bez „Elektrownie zawodowe wodne” – w 2013 roku produkcja wniosła 5 895 MWh (3%) a w 2014 r. 7 257 MWh (5%).

Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto wynosił w Polsce w roku 2013 ok. 12% i był niższy niż średnia UE (15%).

Obecna sytuacja energii z OZE w Polsce jest trudna nie tylko ze względu konieczność wywiązania się z krajowych zobowiązań w ratyfikowanym pakiecie energetyczno-klimatycznym, ale również na specyfikę polskiej gospodarki powiązanej z energetyką konwencjonalną.

OZE stanowią część sektora energetyki o coraz większym potencjale i znaczeniu w krajowym systemie elektroenergetycznym i jako takie zasługują na coraz większe zainteresowanie i uwagę ze strony wszystkich interesariuszy. Dotychczasowy rozwój OZE w Polsce należy uznać za

⁸⁴ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2014 r. <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/sprawozdania/2916.Sprawozdania.html>

przebiegający w sposób trudnego torowania sobie dostępu do rynku energii elektrycznej i związanych z tym wysokich kosztów społecznych.

Przyjęte przez UE kierunki rozwoju sektora energetyki OZE, promują wzrost produkcji i zaspokajania potrzeb energetycznych przez źródła odnawialne. Podjęte w tym kierunku działania prawne, umożliwiają państwom członkowskim tworzenie systemów wsparcia (mechanizmów wsparcia) i promocji produkcji energii w źródłach OZE dostosowanych do zróżnicowanego potencjału regionalnego państw członkowskich. Efektywność obecnie funkcjonujących mechanizmów wsparcia została dokładnie opisana w pracy⁸⁵ a stosowany w Polsce system „zielonych certyfikatów” w pracy⁸⁶. Na poziomie UE przygotowano dokumenty^{87,88}, zawierające opis oraz wyniki zebranych przez UE doświadczeń stosowania dotychczasowych mechanizmów wsparcia. Dotyczą, one min:

- a) Braku postępów w usuwaniu najważniejszych barier (administracyjnych, społecznych, technologicznych, ekonomicznych) umożliwiających wzrost produkcji energii i ciepła w technologii odnawialnej.
- b) Występowania zakłóceń inwestycyjnych i ich wpływu na produkcję energii z OZE w okresie do i po 2020 r.
- c) Konieczności rozszerzenia działań na różne sektory powiązane z przemysłem energetycznym OZE oraz przygotowanie skutecznych strategii konkurencyjności, tworzenia miejsc pracy oraz dobrobytu.
- d) Dużej zmienności warunków i czynników niezbędnych do uwzględnienia w analizie zrównoważenia procesów produkcji energii z OZE oraz przygotowanie możliwych kompromisów pomiędzy podmiotami tworzącymi rynek energii z OZE.

Przedstawione wyżej punkty, skupiają w sobie tylko część problemów na jakie napotkały stosowane dotychczas mechanizmy wsparcia produkcji energii z OZE w UE oraz jednocześnie przedstawiają najważniejsze wyzwania przed jakimi stoi polski sektor energetyki OZE w najbliższych latach.

Zagadnienia związane z rozwojem OZE w Polsce można podzielić na następujące grupy:

- Otoczenie prawne wokół OZE.
- Potencjał OZE.
- Efektywny system wsparcia OZE ze środków publicznych.
- Zrównoważenie technologii OZE.
- Zagadnienia techniczne związane z rosnącym udziałem OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.
- Badania naukowe.
- Zagadnienia socjologiczne związane z OZE.

⁸⁵ Hass R., i inni: Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries, Energy 36 (2011).

⁸⁶ Gnatowska R.: Charakterystyka polskiego systemu certyfikacji pochodzenia energii elektrycznej; Polityka Energetyczna Tom 13, Zeszyt 2.

⁸⁷ Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Sprawozdanie na temat postępów w dziedzinie energii odnawialnej, 27 marca 2013 r.

⁸⁸ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europa efektywnie korzystająca z zasobów – inicjatywa przewodnia strategii „Europa 2020”, 26 stycznia 2011 r.

Otoczenie prawne wokół OZE

Podstawowym aktem prawnym regulującym stan prawny wokół OZE jest Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (UOZE).

Ustawa wdraża m.in. dwie podstawowe dyrektywy UE w sprawie OZE:

- Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn. zm.);
- Dyrektywę 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 uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1).

UOZE wprowadza nowe kategorie wytwórców:

- mała instalacja - instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 120 kW i nie większej niż 600 kW,
- mikroinstalacja - instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 120 kW.

Ustawa przyznaje im szerokie prawa, jako podmiotem przyłączonym do KSE i uczestnikom rynku energii. Sankcjonuje w ten sposób wejście na rynek nowych małych rozporoszonych wytwórców wymuszając w ten sposób reakcje dotychczasowych podmiotów do podejmowania nowych kroków, częściowo w ramach świadczenia usług przez operatorów sieci, częściowo przez pomioty rynkowe.

Ustawa będzie wchodziła w życie stopniowo, część przepisów zacznie obowiązywać kolejno w październiku 2015 i od 1 stycznia 2016 r. Właśnie od 2016 r. ma ruszyć najważniejszy element nowej ustawy - aukcje.

Określa zasady przygotowania krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.

W Polityce Energetycznej Polski do roku 2030 ustalono cele ilościowe produkcji energii z OZE i przewidziano szereg działań realizacyjnych:

- Wzrost udziału OZE w końcowym zużyciu energii z 7.2% w 2007 do 15% w 2020 r. i 20% w 2030 r.
- Wzrost wykorzystania biopaliw z 1% w 2005 do 10% w 2020 r.
- Ochrona zasobów leśnych, promocja roślin energetycznych.
- Budowa przynajmniej jednej biogazowni rolniczej w każdej gminie.
- Wsparcie dla produkcji urządzeń do wytwarzania energii z OZE..
- Utrzymanie systemu wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej z OZE oraz wprowadzenie nowych systemów wsparcia dla ciepła z OZE.
- Stworzenie warunków dla rozwoju farm wiatrowych na morzu.
- Bezpośrednie wsparcie dla budowy nowych instalacji wytwórczych i sieci dla OZE.

Ciekawa jest ewolucja oceny OZE w kolejnych dokumentach strategicznych dotyczących przyszłości energetyki w Polsce.

W „Założeniach Polityki Energetycznej do roku 2010”(1995), OZE potraktowane zostały jako opcja mająca znaczenie jedynie w wymiarze długookresowym, sprzyjająca realizacji celów związanych z ochroną środowiska - „Zwiększenie dostaw energii pierwotnej poprzez rozwój źródeł energii odnawialnej w rozpatrywanym okresie (do 2010) nie ma większego znaczenia wobec niewielkiego ich potencjału po kosztach porównywalnych z innymi rodzajami energii (...).”

W „Założeniach polityki energetycznej Polski do roku 2020” stwierdzono m.in, że: „Polska nie posiada dużego potencjału energii odnawialnej (...). Z tego względu źródła energii odnawialnej mają niewielki, bezpośredni wpływ na bezpieczeństwo energetyczne państwa” oraz „Mimo, że wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych stopniowo wzrasta, to jej udział w prognozowanym bilansie roku 2020 zmienia się niewiele i nie przekracza 6%”.

W PEP 2050 w celu operacyjnym „Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” wprowadzono obszar interwencji „Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w tym biopaliw”⁸⁹.

Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się zapisy odnoszące się do OZE:

- przejście na trwałe społeczeństwo niskoemisyjne
 - zapewnienie, by lokalnie wytwarzana energia, w tym ze źródeł odnawialnych, była w łatwy i skuteczny sposób przyjmowana do sieci,
 - promowanie przewagi technologicznej UE poprzez opracowanie technologii odnawialnych nowej generacji,
 - objęcie wiodącej pozycji w dziedzinie e-mobilności, przy jednoczesnym wzroście eksportu i konkutowaniu na rynku światowym przez europejskie przedsiębiorstwa.

Znajduje się również zapowiedź przedstawienie pakietu dotyczącego energetyki odnawialnej w 2016-2017 roku, który ma zawierać nowe podejście do biomasy i biopaliw.

Potencjał OZE

Potencjały, całkowity, techniczny i ekonomiczny, odnawialnych zasobów energetycznych w Polsce stanowią górną granicę możliwości ich rozwoju.

Jak się wydaje potencjały ten nigdy nie były oszacowane w sposób nie budzący wątpliwości metodologicznych. Według dostępnych opracowań z lat 1996-2007 wynosił on 317...1891 PJ, a wg oszacowania KAPE S.A. z 2007 r. – 1150 PJ, według IEO z 2010 r. - 3 896 PJ (potencjał techniczny). Szacuje się, że do osiągnięcia 15% udziału energii z OZE w bilansie energii finalnej w roku 2020 potrzebujemy ok. 500 PJ.

Należy wyodrębnić potencjały dla elektroenergetyki – znaczny potencjał zasobów geotermalnych może być tylko w niewielkim stopniu wykorzystany na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Należy postulować przeprowadzanie okresowe badania potencjałów z uwagi na ich zmienność w czasie wywołaną przez wiele czynników, m.in. rozwojem technologii, rozwojem rynku OZE (skala rynku), dostępnością i zmiennością cen surowców energetycznych na rynkach światowych, uwarunkowaniami politycznymi i społecznymi.

Efektywny system wsparcia OZE ze środków publicznych

⁸⁹ Prezentacja „Polityka energetyczna Polski do 2050 roku”, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

Dotychczasowy mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w OZE polega na:

- obowiązkowym zakupie wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu i obowiązkowym przesyle lub dystrybucji wytworzonej energii elektrycznej przez odpowiedniego operatora systemu elektroenergetycznego z zachowaniem wymagań wynikających z warunków niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego,
- oraz wydawaniu przez Prezesa URE świadectw pochodzenia (OZE).

Koszty funkcjonowania części zwanej „zielone certyfikaty” można uważać za bardzo wysokie – potrzebna jest ocena relacji kosztów do osiągniętych rezultatów szczególnie w momencie zmiany systemu wsparcia wprowadzanego przez UOZE.

UOZE wprowadza nowe mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego oraz ciepła, w instalacjach odnawialnego źródła energii. Jest to system aukcyjny, który jest odejściem od systemu certyfikatów.

Wprowadzono również kontrowersyjny i skomplikowany system ustalania stałych cen zakupu energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii.

Dla małych instalacji przyjęto gwarantowaną cenę zakupu. Instalacje o mocy do 3 kW produkujące energię z OZE mogą liczyć na stałą stawkę przez okres 15 lat. Na dopłaty mogą liczyć nowo budowane systemy (do pierwszych 300 MW). Dla energii wodnej, energii wiatru oraz energii promieniowania słonecznego stawka ta będzie wynosiła 0,75 zł za 1 kWh. Mikroinstalacje od 3 kW do 10 kW mogą liczyć na taryfy gwarantowane jedynie dla pierwszych 500 MW. Stawka dla instalacji fotowoltaicznych to 0,65 zł za 1 kWh.

Zgodnie z systemem aukcyjnym, który od 1 stycznia 2016 r. zastąpi dotychczasowy system wsparcia dla energii odnawialnej (tzw. zielone certyfikaty), inwestorzy, których projekty wygrają aukcje, bo zaoferują najbardziej atrakcyjną cenę energii, otrzymają prawo do odsprzedaży jej do sieci po stałej cenie. Z osobnych aukcji będą mogli skorzystać właściciele inwestycji uruchomionych wcześniej, którzy po 1 stycznia 2016 r. zdecydują się na przejście na system aukcji. Dla nich też będzie liczyć się 15-letni okres wsparcia zaczynający się z dniem uruchomienia produkcji energii.

System aukcyjny zakłada konieczność składania ofert sprzedaży energii elektrycznej i konkurencję o wsparcie pomiędzy różnymi technologiami OZE. Jego istota polega na tym, że rząd zamawia określoną ilość energii z OZE a jej wytwórcy przystępują do aukcji, którą wygrywa ten, który zaoferuje najkorzystniejsze warunki. System aukcyjny ma stworzyć stabilne warunki dla rozwoju sektora OZE, bo projekty wybierane w systemie aukcyjnym przez 15 lat będą miały zapewnione stabilne wsparcie

Ocena zrównoważenia technologii OZE

W powszechnym odbiorze OZE stanowią źródło „czystej” energii. W rzeczywistości ocena zrównoważenia różnych technologii OZE jest złożona a jej wyniki mogą wskazywać na szereg negatywnych cech niektórych technologii.

W UOZE nie uwzględniono dla żadnej z technologii OZE, powiązanych zagadnień efektywności energetycznej oraz zrównoważenia produkcji i rozwoju. Pominięte istotne kwestie, które rozszerzają

odpowiedzialność społeczną za stan środowiska naturalnego na inne podmioty uczestniczące czynnie w tworzeniu rynku energii z OZE, a które znalazły podjęte w komunikatach unijnych⁹⁰.

Mowa tu o:

1. Zrównoważeniu produkcji i rozwoju.
2. Efektywnym wykorzystaniu energii pierwotnej.
3. Elastyczności systemu wsparcia.

Obecnie szeroko prowadzona dyskusja nad ramami funkcjonowania rynku energii z OZE oraz mechanizmu wsparcia produkcji energii z OZE, nie uwzględnia fundamentalnych założeń stosowania źródeł odnawialnych. Aby zmienić ten stan, należy zgodnie z preambułą Dyrektywy 2009/28/WE oraz innymi dokumentami np. Komunikatem Komisji „Europa efektywnie korzystająca z zasobów”, przygotować kompleksowy system analizy, który obejmie wiele dziedzin w zakresie danej technologii produkcji energii z OZE i nie narzuci dominującej roli kategorii ekonomicznej. Rozwiązanie tego problemu możemy podzielić na dwie płaszczyzny:

- Pierwsza to spełnienie obowiązku wywiązania się z zapisów ratyfikowanego pakietu energetyczno – klimatycznego, który narzuca dość wysokie wskaźniki produkcji energii OZE, emisji gazów cieplarnianych i ograniczenia zużycia energii.
- Druga płaszczyzna to sposób/metoda osiągnięcia tego celu.

Właściwie druga płaszczyzna determinuje pierwszą. Perspektywa budowania ram prawnych systemu energetyki OZE powinna być dłuższa niż tylko założenia wskaźnikowe roku 2020. Motywacją do tworzenia elastycznego systemu wsparcia mogą być zapisy projektu jednego ze strategicznych dokumentów UE - Mapa Drogowa Energetyki do 2050 r. głównie ze względu na znaczne zaostrzenie wskaźników emisyjnych i produkcyjnych energii z OZE.

W obecnie przygotowywanej polityce energetycznej Europy do roku 2030 i 2050 osiągnięcie wysokiego poziomu zrównoważenia procesów produkcji w tym produkcji energii z OZE, zajmuje wysokie miejsce w hierarchii zagadnień koniecznych do wprowadzenia w powszechnym użytku. Przy tworzeniu ram funkcjonowania systemu wsparcia produkcji energii z OZE, należy uwzględnić i wykorzystać możliwość zastosowania źródeł odnawialnych do poprawy wielu czynników, które wpisują się w długookresową zrównoważoną politykę krajową oraz spełnienie najbliższych (w 2020 r.) oraz kolejnych „progów ochrony środowiska” przedstawionych przez KE. Rozwiązaniem powyższego problemu może być wprowadzenie systemu oceny procesów technologicznych produkcji energii z OZE, oraz wprowadzenie (jako wynik przeprowadzonej oceny) współczynnika zrównoważenia pozwalającego na obiektywną ocenę stosowanej w zakładzie technologii energii odnawialnej. Współczynnik zrównoważenia, mógłby zawierać obecnie przyjęte przy tworzeniu współczynników technologicznych kryteria, ale powinien być również rozbudowany o inne kategorie, które są ważne dla gospodarki regionalnej. Współczynnik zrównoważenia mógłby wspomagać mechanizm wsparcia produkcji energii z OZE poprzez wskazywanie producentów, którzy stosują procesy technologiczne

⁹⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Europa efektywnie korzystająca z zasobów – inicjatywa przewodnia strategii „Europa 2020”, 26 stycznia 2011 r.

⁹¹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów – Energia odnawialna: ważny uczestnik europejskiego rynku energii; 6 czerwca 2012 r.

odpowiadające standardom zrównoważenia przypisane danej technologii OZE. Wprowadzenie powyższego sposobu oceny procesów technologicznych produkcji energii z OZE pozwoli na:

- Zobowiązania uczestników rynku energii OZE do przestrzegania zasad zrównoważonego rozwoju i poprawy efektywności energetycznej.
- Rejonizacji źródeł energii OZE ze względu na wykorzystanie lokalnych warunków do ich zabudowy oraz zwiększenia elastyczności systemu wsparcia.
- Uwzględnienia zagadnień ekonomicznych, środowiskowych, społecznych i opieki zdrowotnej przy ocenie procesów technologicznych.
- Możliwości elastycznego dopasowania systemu wsparcia w przypadku występowania nieprzewidywanych zjawisk w skali kraju i regionu.
- Zróżnicowania wsparcia dla jednostkowych instalacji nawet w przypadku tej samej technologii OZE.
- Prowadzenie przez samorządy regionalnej polityki energetycznej w oparciu o odmienne dla różnych technologii OZE kryteria oceny.

Zagadnienia techniczne związane z rosnącym udziałem OZE w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Rozwój OZE związany jest z szeregiem zagadnień technicznych związanych ich z przyłączeniem i użytkowaniem w istniejących systemach elektroenergetycznych. Część tych zagadnień jest na tyle nowa, że wymaga podjęcia prac naukowo-badawczych, które dotyczą samych technologii OZE i ich pracy w systemach. Problemy te nabierają nowego wymiaru jakościowego i ilościowego w perspektywie masowego rozwoju źródeł rozproszonych.

Oceniając zdolności przyłączenia OZE do systemu elektroenergetycznego bierze się pod uwagę m.in. czynniki wpływające na ocenę możliwości przyłączeniowych:

- Stan techniczny systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego.
- Pracujące źródła wytwórcze (rodzaj, ilość oraz ich dywersyfikacja).
- Zapotrzebowanie na energię i prognoza jego zmian.
- Możliwości przesyłowe systemu dystrybucyjnego lub przesyłowego.
- Rodzaj źródła planowanego do przyłączenia oraz jego wpływ na jakość energii.
- Odporność systemu elektroenergetycznego i źródeł na zakłócenia.
- Potrzebę zapewnienia backup-u przez inne źródła.
- Możliwość świadczenia usług systemowych.

Jednak podstawowym problemem związanym z rosnącym udziałem OZE w systemie energetycznym jest określenie stosunku mocy tych źródeł do ogólnej mocy systemu. Panuje opinia, że istnieje pewna wartość tego stosunku, której przekroczenie może powodować poważne zakłócenia w pracy systemu, m.in. z uwagi na pewność dostaw energii, jej jakość, stabilność systemu. Istnieją również opinie, że zagadnienie to ma przede wszystkim wymiar ekonomiczny – zależy w bardzo dużym stopniu od kosztów jakie społeczeństwo chce ponieść za cenę rosnącego udziału OZE, głównie z uwagi na koszty rezerwowania mocy, konieczność rozbudowy systemu przesyłowego. Zależy również od rozłożenia geograficznego źródeł w kraju, przepustowości połączeń transgranicznych, centralnego dysponowania OZE.

Kolejnym problemem jest budowa, rozbudowa i przebudowa niezbędna do przyłączenia do KSE elektrowni wiatrowych. Zagadnienie to oprócz wymiaru technicznego ma wymiar ekonomiczny związany głównie z alokacją kosztów i korzyści pomiędzy operatorów i użytkowników sieci. Ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej finansowane mogły być między innymi takie inwestycje sieciowe:

- Przyłącza dla źródeł wytwórczych (transformator, odcinek linii od źródła do punktu przyłączeniowego do KSE)
- Rozbudowa rozdzielnic 110 kV/SN.
- Rozbudowa sieci 110 kV/SN.
- Połączenia między stacjami 110kV/SN oraz pomiędzy nimi, a siecią 220 kV lub 400 kV.
- Budowa nowych odcinków sieci kablowych i napowietrznych.
- Budowa nowych stacji 110 kV/SN.
- Budowa rezerwowych źródeł energii (ustabilizowanie pracy sieci).
- Modernizacja sieci polegająca na zwiększeniu dopuszczalnej temperatury pracy przewodów w zięciach napowietrznych (dynamiczne sterowanie obciążeniem sieci).

Oprócz tych zagadnień o znaczeniu podstawowym można wskazać również na „klasyczne” problemy przyłączania odbiorów i źródeł do sieci, np. warunki napięciowe w systemie elektroenergetycznym, obciążalność torów prądowych, poziomy mocy zwarciovych w węzłach sieciowych, parametry jakościowe energii elektrycznej, wpływ na warunki zwarciovych, stabilność współpracy z siecią, zagadnienia doboru zabezpieczeń (EAZ), przepływy kołowe, możliwość sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej, zdolność do zdalnego sterowania zgodnie ze standardami operatora systemu, dostępność do sygnałów pomiarowych i parametrów rejestrowanych.

Zagadnienie współodpowiedzialności za funkcjonowanie sieci podnoszone często przez operatorów jest tu jak najbardziej na miejscu. Argument małej przewidywalności energetyki wiatrowej jest mocno przesadzony w świetle najnowszych prac na temat możliwości przewidywania siły wiatru z na podstawie zaawansowanych modeli wietrzności z wykorzystaniem metod statystycznych.

Wymagane zmiany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci powinny być poprzedzane przez odpowiednie prace nauko-badawcze. Dotychczas nie wszystkie zapisy tych instrukcji znajdują racjonalne uzasadnienie i są bardziej wynikiem pewnych obaw o bezpieczeństwo sieci niż technicznie uzasadnionym wymaganiami.

Istnieje również deficyt wiedzy w zakresie ekonomiki OZE – dane podawane przez różne źródła są na tyle rozbieżne, że uzasadniają podjęcie odpowiednich badań naukowych. Bez poważnych prac nad zagadnieniami ekonomicznymi rozwój OZE odbywał się będzie w dalszym ciągu bez posiadania rzetelnej wiedzy na tematy kosztów i zysków dla poszczególnych stron tego procesu, w tym również bez znajomości kosztów ponoszonych ze źródeł publicznych i celowości ich ponoszenia przez społeczeństwo.

Badania naukowe

Badania nad rozwojem energetyki odnawialnej powinny kompleksowo obejmować wszystkie technologie OZE, tak żeby było możliwe wybranie i stosowne rozwiązań technologiczne najbardziej pożądanych w warunkach KSE, w pierwszym rzędzie dla obiektów o małych mocach.

Uruchomienie programów badawczych w tym obszarze jest warunkiem rozwoju sektora OZE w sposób zrównoważony oraz ekonomicznie i społecznie uzasadniony.

Szczegółowe zadania badawcze w omawianym zakresie zaproponowane przez autorów pracy⁹² winny obejmować:

- Rozwiązania systemowe (w tym także regulacje prawne) w zakresie pozyskiwania i stosowania biomasy w energetyce zawodowej oraz energetyce małych mocy.

⁹² Raport końcowy z prac Interdyscyplinarnego Zespołu do spraw Energii. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego Interdyscyplinarny Zespół do spraw Energii, Warszawa, marzec 2007.

- Identyfikacja i rozwiązanie problemów technologicznych związanych ze współspalaniem biomasy w kotłach energetycznych.
- Rozwój upraw (plantacje biomasy) znanych oraz nowych roślin energetycznych, zdefiniowanie barier przyrodniczych (w tym klimatycznych i glebowych).
- Rozwój technologii efektywnego wykorzystania energii wód płynących (w instalacjach o małej mocy), a także energii geotermalnej, słonecznej i wiatrowej.
- Opracowanie podstaw technologicznych i formalno-prawnych produkcji i stosowania paliw alternatywnych otrzymywanych z odpadów (w tym z segregowanych odpadów komunalnych).
- Określenie skali oddziaływania przedsięwzięć energetycznych na środowisko oraz rozwój systemów monitoringu emisyjnego.
- Opracowanie zestawu instytucjonalno-prawnych oraz ekonomicznych narzędzi wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii.
- Konieczność uregulowania funkcjonowania OZE na konkurencyjnym rynku energii, np. przyjęcie metodyki uwzględniania w umowach sprzedaży energii elektrycznej z OZE kwestii kosztów bilansowania handlowego związanego z ich wykonaniem oraz kwestii dostosowania sposobu zakupu energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii do zasad funkcjonowania rynku energii (grafikowanie dostarczonej energii elektrycznej).

Listę tę można uzupełnić o szereg dalszych zadań i problemów badawczych. Jako przykłady takich zagadnień można wymienić:

- Perspektywy integracji OZE z innymi technologiami energetycznymi, w tym również w systemach elektroenergetycznych z elektrowniami atomowymi.
- Nowe sposoby pracy OZE w powstających sieciach inteligentnych, rozwijającym się segmencie e-mobility, współpraca z magazynami energii itd.
- Kompensacja mocy biernej farm wiatrowych. Zalety i wady rozwiązań na poszczególnych poziomach napięć (SN i WN). Wpływ kompensacji na warunki napięciowe systemu.
- Wpływ generacji wiatrowej na funkcjonowanie systemów elektroenergetycznych i przewidywane zwiększenie potrzeb regulacyjnych jednostek konwencjonalnych.
- Farmy wiatrowe oraz duże projekty inwestycyjne na morzu.
- Opracowanie standardowych modeli i programów symulacyjnych sieci elektroenergetycznych z dużą liczbą OZE różnych technologii i mocy.

Osobnym zagadnieniem jest stała rozbudowa zaplecza naukowego i badawczego dla prac związanych z OZE. Zagadnienie te wymaga koordynacji w skali kraju na poziomie wyższych uczelni i instytutów badawczych tak, aby nie dopuścić do powielania kosztownej bazy laboratoryjnej finansowanej ze środków publicznych. Wyzwaniem będzie odpowiednie wykorzystanie nowo budowanego Centrum Badawcze PAN w Jabłonie. Istotne jest również, aby w pracach nauko-badawczych w jak największym stopniu uczestniczyły również podmioty z sektora elektroenergetycznego, przedsiębiorstwa, organizacje i towarzystw zawodowe. Ich udział i zaangażowanie finansowe jest warunkiem koniecznym do uzyskania wartościowych wyników również o znaczeniu praktycznym, implementacyjnym.

Można polemizować ze stwierdzeniem, że wkład nauki i sektora badawczego w rozwój szeroko rozumianej energetyki wykorzystującej odnawialne zasoby energetyczne jest niedostateczny. Na pewno jednak dotychczasowe prace podstawowe i badawczo-rozwojowe tylko w minimalnym stopniu doprowadziły do powstania krajowego przemysłu i usług związanych z technologiami OZE. Jako kraj nie wypracowaliśmy sobie znaczącej pozycji na rynku technologii OZE, tak jak zrobiło to kilka krajów UE, np. Niemcy, Dania, Szwecja.

Należałoby tak planować rozwój sektora OZE, aby towarzyszył mu adekwatny rozwój produkcji i usług w tym obszarze – realizacja celów ilościowych w produkcji energii elektrycznej z OZE okaże się wtedy

znacznie mniej kosztowna w kategoriach gospodarki i społeczeństwa kraju. Jest to zagadnienie wymagający znacznie większego zainteresowania i uwagi ze strony środowiska naukowego, technicznego, biznesowego i decydentów politycznych.

Zagadnienia socjoekonomiczne związane z OZE

Zagadnienia socjologiczne odgrywają coraz większą rolę w rozwoju elektroenergetyki, co jest szczególnie widoczne przy planowaniu nowych elektrowni, inwestycji sieciowych, ale również w sektorze OZE.

Do podstawowych zagadnień socjoekonomicznych wokół OZE można zaliczyć:

- Bardzo duże poparcie społeczeństwa dla OZE jako zrównoważonego sposobu produkcji energii i wynikające z niego poparcie polityczne.
- Znaczne i stale rosnące zainteresowanie społeczeństwa odgrywania aktywnej roli prosumentów. Związane jest to z poszukiwaniem nowych źródeł prądu w gospodarstwach domowych, co nie zawsze może okazać się prawdziwe z uwagi na ryzyko polityczne, regulacyjne i biznesowe.
- Niechęć części lokalnych społeczności do budowy OZE na swoim terytorium, szczególnie tej jej części, która nie jest bezpośrednim beneficjentem inwestycji.
- Brak wypracowanych metod uniknięcia konfliktu z ochroną krajobrazu,
- Możliwość uzyskania wsparcia finansowego ze środków publicznych dla inwestorów i producentów energii w OZE. Sprawa kontrowersyjna pozostaje wysokość wsparcia i rodzaj wspieranych technologii, które nie zawsze muszą być zgodne z zasadami zrównoważonego rozwoju, szczególnie w ocenie całego cyklu życia instalacji.
- Brak wiedzy lokalnej społeczności i decydentów na temat wszystkich możliwych korzyści i kosztów związanych z lokalnym rozwojem OZE, np. tworzenie nowych miejsc pracy, lokalny postęp technologiczny, wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, zmiana wizerunku gminy.

Wydaje się, że SEP mógłby odegrać poważną rolę zarówno w promowaniu tego nowo powstającego sektora elektroenergetyki jak i uczestniczyć w procesie jego integracji z istniejącym systemem. Standardowym zadaniem dla SEP-u byłoby również świadczenie usług doradczych, oraz kształcenie specjalistów różnych szczebli z zakresu technologii OZE. Jest zadanie pilne, co wynika chociażby z faktu bardzo krótkiej obecności technologii OZE na rynku – pierwsza elektrownia wiatrowa powstała w Polsce w roku 2001. Wymienione obszary są wciąż niezagospodarowane lub stanowią obszar działań podmiotów nie zawsze reprezentujących odpowiedni poziom wiedzy technicznej.

2.2. EFEKTYWNOŚĆ-KOŃCOWEGO UŻYTKOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Efektywność energetyczna definiowana jest w najprostszy sposób, jako stosunek uzyskanych wyników, usług, towarów lub energii do wkładu energii. Jest miarą efektywności wykorzystania energii w działalności ekonomicznej⁹³.

Znacznie bardziej użyteczna na potrzeby elektroenergetyki definicje wprowadza dyrektywa elektryczna⁹⁴ „efektywność energetyczna/zarządzanie popytem” oznacza globalne lub zintegrowane

⁹³ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG (DzUrz L 114 z 27.4.2006 r., s. 64–85).

⁹⁴ 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.

podjęcie zmierzające do oddziaływania na ilość i harmonogram zużycia energii elektrycznej w celu zmniejszenia zużycia energii pierwotnej i zmniejszenia obciążeń szczytowych przez przyznawanie pierwszeństwa inwestycjom w środki poprawiające efektywność energetyczną lub inne środki, takie jak przerywalne umowy dostaw, pierwszeństwa przed inwestycjami zwiększającymi zdolność wytwórczą, jeżeli te pierwsze działania są najbardziej skuteczną i opłacalną opcją, z uwzględnieniem pozytywnego wpływu na środowisko wynikającego ze zmniejszonego zużycia energii oraz kwestii dotyczących bezpieczeństwa dostaw i związanych z tym kosztów dystrybucji energii”.

Efektywność energetyczna jest jednym z głównych czynników rozwoju przedsiębiorczości i innowacyjności a dążenie do ograniczenia strat energii jest powszechnie społecznie akceptowanym środkiem zrównoważonego rozwoju⁹⁵. W latach 2003-2013 całkowite zużycie energii pierwotnej w Polsce wzrosło o 6,5 Mtoe - z 91 Mtoe do prawie 98 Mtoe (0,7%/rok). Spadek zużycia wystąpił w tym okresie w 2009 i w latach 2012-2013. W tych samych latach nastąpił wzrost zużycia energii finalnej z 54 Mtoe do ponad 62 Mtoe (spadek zużycia zanotowano w roku 2009 i w latach 2011-2013). Wzrost zużycia energii finalnej z korektą klimatyczną wyniósł średnio 1,4% w latach 2004-2013⁹⁶.

W latach 2004-2006 energochłonność obniżała się o ponad 2% rocznie, w latach 2007-2009 tempo poprawy przekroczyło 5% w przypadku energochłonności pierwotnej i wyniosło blisko 4% w przypadku energochłonności finalnej. W latach 2010-2013 tempo poprawy osiągnęło wartości zbliżone do lat 2004-2006⁹⁷.

Wskaźnik relacji energochłonności finalnej do energochłonności pierwotnej przyjmował wartości pomiędzy 60... 65%. Najwyższą wartość wskaźnik osiągnął w roku 2012 i wyniósł 64,6%, a w 2013 obniżył się do 63,6%. Na jego wysokość mają wpływ głównie sprawność przemian energetycznych (im większa sprawność tym większa wartość wskaźnika) oraz tempo wzrostu zużycia energii elektrycznej (im większe tym niższa wartość wskaźnika)⁹⁸.

Energochłonność pierwotna PKB Polski z korektą klimatyczną, wyrażona w cenach stałych roku 2005 oraz z uwzględnieniem parytetu siły nabywczej, wyniosła w 2012 r. 0,166 kgoe/euro05ppp⁹⁹ i była wyższa o 15% od średniej europejskiej. Różnica ta spadła o 27 pkt proc. w porównaniu z rokiem 2000. Tempo poprawy energochłonności było w Polsce w latach 2000-2012 ponad dwukrotnie wyższe niż w Unii Europejskiej.

W przypadku energochłonności finalnej PKB w 2012 r. różnica jest nieznacznie mniejsza i wynosi 13% pomiędzy Polską (0,107 kgoe/euro05ppp), a średnią dla UE (0,095 kgoe/euro05ppp). Także różnica pomiędzy tempem poprawy efektywności w latach 2000-2012 była niższa i wyniosła w omawianym okresie 2,7%/rok dla Polski, przy średniej europejskiej 1,6%/.

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 PKB¹⁰⁰.

⁹⁵ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Zintegrowana polityka przemysłowa w erze globalizacji Konkurencyjność i zrównoważony rozwój na pierwszym planie KOM(2010) 614 wersja ostateczna.

⁹⁶ Efektywność wykorzystania energii w latach 2003–2013. GUS, Warszawa 2015.

⁹⁷ Efektywność wykorzystania energii w latach 2003–2013. GUS, Warszawa 2015.

⁹⁸ Efektywność wykorzystania energii w latach 2003–2013. GUS, Warszawa 2015.

⁹⁹ euro05ppp – wartość Euro wyrażona w kursie rynkowym w roku 2005 z uwzględnieniem wartości siły nabywczej waluty.

¹⁰⁰ Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

Oceniając wpływ efektywności końcowego użytkownika energii na sektor elektroenergetyczny należy z jednej strony wziąć pod uwagę widoczny światowy trend w zwiększaniu sprawności energetycznej urządzeń, maszyn i aparatów elektrycznych oraz systemów elektroenergetycznych, z drugiej zaś strony stale rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną we wszystkich końcowych sektorach zużycia tj. przemyśle, gospodarstwach domowych, transporcie, usługach i rolnictwie.

Po stronie odbiorców indywidualnych trend ten zapewne zostanie wzmocniony w wyniku rozwoju sektora prosumentów. W przemyśle obserwuje się rosnące zainteresowanie wielkich odbiorców energii elektrycznej budową własnych mocy wytwórczych, np. Orlen, KGHM. Dążenie do zwiększenia efektywności energetycznej powinno być powiązane z możliwością zastosowania odnawialnych źródeł energii (OZE).

Strategia „Europa 2020” na rzecz inteligentnego, trwałego wzrostu gospodarczego sprzyjającego włączeniu społecznemu unijny cel zmniejszenia zużycia energii pierwotnej o 20% do roku 2020 poprzez wzrost efektywności energetycznej jest elementem jednego z pięciu głównych celów w ramach tej strategii. Jest ona spójna i komplementarna z unijną polityką przeciwdziałania zmianie klimatu¹⁰¹. Ramy prawne wzrostu efektywności energetycznej w UE tworzą przede wszystkim dyrektywa o efektywności energetycznej (EED)¹⁰², dyrektywa o wydajności energetycznej budynków (EPBD)¹⁰³, dyrektywa Eco design¹⁰⁴ i dyrektywa o etykietowaniu¹⁰⁵.

Również wśród podstawowych zasad Unii Energetycznej znajdują się mocne zapisy odnoszące się do efektywności energetycznej – „**efektywność energetyczna przede wszystkim**”. Zapowiedziana jest zasadnicza zmiana podejścia do efektywności energetycznej i traktowanie jej jako pełnoprawnego źródła energii. W Polsce możliwość podejmowania inicjatyw energooszczędnych wynika z ustawy o efektywności energetycznej¹⁰⁶ i ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów¹⁰⁷.

Orientacyjną listę przykładów środków poprawy efektywności energetycznej zawiera Załącznik III do Dyrektywy ESD (tab. 2.2)¹⁰⁸. Wspomniane środki poprawy efektywności energetycznej, aby mogły zostać wzięte pod uwagę przy ocenie krajowych planów oszczędności energii, muszą przynieść oszczędności łatwe do zmierzenia i weryfikacji lub oszacowania.

Tabela 2.2. Przykłady środków poprawy efektywności energetycznej

¹⁰¹ [Europa 2020. Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu – COM\(2010\) 2020.](#)

¹⁰² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, Dz.U. L 315 z 14.11.2012, s. 134.

¹⁰³ Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 13.

¹⁰⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiającej ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią, Dz.U. L 285 z 31.10.2009, s. 10.

¹⁰⁵ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/30/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie wskazania poprzez etykietowanie oraz standardowe informacje o produkcie, zużycia energii oraz innych zasobów przez produkty związane z energią, Dz.U. L 153 z 18.6.2010, s. 1.

¹⁰⁶ Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z 2012 r. poz. 951).

¹⁰⁷ Ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. Nr 223, poz. 1459, z późn. zm.3).

¹⁰⁸ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, Dz.U. L 114 z 27.4.2006, s. 64.

Obszar zastosowania	Technologia	Przykład
Sektor budynków	ogrzewanie i chłodzenie	wykorzystanie ogrzewania sieciowego, zawory termoregulacyjne, systemy sterowania temperaturą w pomieszczeniach, pompy ciepła, nowe efektywne kotły, instalacja/unowocześnienie pod kątem efektywności systemów grzewczych/chłodniczych, ograniczenie temperatury w pomieszczeniach
	izolacja i wentylacja	izolacja ścian i dachów, podwójne/potrójne szyby w oknach, pasywne ogrzewanie i chłodzenie, rekuperacja energii w systemach wentylacyjnych, wysokowydajne systemy klimatyzacji
	ciepła woda użytkowa	instalacja nowych urządzeń, bezpośrednie i efektywne wykorzystanie w ogrzewaniu przestrzeni;
	oświetlenie	dostosowanie oświetlenia do wymogów miejsca pracy, nowe wydajne źródła światła, systemy cyfrowych układów kontroli, używanie detektorów ruchu w budynkach, optymalne wykorzystanie oświetlenia dziennego
	urządzenia informatyczno-komunikacyjne (ICT)	urządzenia ICT spełniające standardy energooszczędności np. Energy Star, wykorzystanie nowoczesnych technik informatycznych np. obliczenia w „chmurze”, zewnętrzne banki danych,
	pozostały sprzęt i urządzenia	małe urządzenia kogeneracyjne, nowe urządzenia o podwyższonej efektywności energetycznej, sterowniki czasowe dla optymalnego zużycia energii, instalacja kondensatorów w celu redukcji mocy biernej, transformatory o niewielkich stratach
	produkcja energii z odnawialnych źródeł energii (OZE)	kolektory słoneczne, pompy ciepła, małe elektrownie wiatrowe i wodne, geotermia, ogrzewanie i chłodzenie pomieszczeń wspomagane energią słoneczną, systemy elektroniczne maksymalizujące wykorzystanie OZE
	procesy cieplne	wykorzystanie kotłów o podwyższonej sprawności, wykorzystanie kogeneracji, zastępowanie nagrzewania płomieniowego nagrzewaniem elektrycznym, poprawa sprawności pieców przemysłowych; wykorzystanie ciepła odpadowego, nowoczesne metody pomiarowe i sterowania, zastosowanie lepszych materiałów termoizolacyjnych np. rurociągów
Sektor przemysłowy	systemy sprężonego powietrza	bardziej efektywne użycie sprężonego powietrza, likwidacja wycieków powietrza, przełączników i zaworów, użycie automatycznych i zintegrowanych systemów sterowania
	urządzenia elektroenergetyczne	transformatory o prawidłowo dobranej mocy do obciążenia, gospodarka mocą bierną np. kompensacja indywidualna, ograniczenie przepływów mocy biernej, systemy zarządzania zużyciem energii, sterowanie popytem na energię (DSM)

	procesy technologiczne	efektywnych trybów oczekiwania, zastosowanie urządzeń elektrotermicznych,
	silniki i napędy elektryczne	dobór mocy silnika do obciążenia, napędy o regulowanej prędkości obrotowej, silniki elektryczne o podwyższonej sprawności, nowoczesne zintegrowane systemy sterowania i regulacji napędów
	wentylatory, napędy bezstopniowe i wentylacja	nowe urządzenia/systemy, wykorzystanie naturalnej wentylacji
	zarządzanie aktywnym reagowaniem na popyt	Systemy monitorowania i zarządzania obciążeniem, wyrównywania szczytowych obciążeń sieci, urządzenia sieci inteligentnych np.
	wysokoefektywna kogeneracja	Wysokosprawne jednostki kogeneracyjne np. turbiny gazowe w układzie kombinowanym z odzyskiem ciepła, mikroturbiny, turbiny gazowe z odzyskiem ciepła, ogniwa paliwowe, silnik spalinowe i parowe, silniki Stirlinga
	standardy i normy	mające na celu przede wszystkim poprawę efektywności energetycznej produktów i usług, w tym budynków; standardy zarządzania energią, standardy audytu energetycznego
Środki wielosektorowe	systemy oznakowania efektywności energetycznej	etykiety energetyczne produktów; certyfikaty efektywności energetycznej budynków
	pomiar, inteligentne systemy pomiarowe	systemy pomiaru i monitorowania zużycia energii, indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie odbiornikiem, rachunki zawierające zrozumiałe informacje,
	szkolenia i edukacja	w zakresie stosowania efektywnych energetycznie technologii lub najlepszych dostępnych technologii (BAT)
	uregulowania prawne, regulacyjne, podatki prowadzące do zmniejszenia zużycia energii przez użytkowników końcowych	systemy zobowiązujące do efektywności energetycznej np. System Białych Certyfikatów, Systemy Dobrowolnych Zobowiązań, regulacja likwidująca bariery dla OZE i prosumentów, ulgi podatkowe dla dużych odbiorców energii; wykorzystanie zasady TPA
Środki horyzontalne	kampanie informacyjne na rzecz promowania poprawy efektywności energetycznej i środków jej służących.	szkolenia pracowników w zakresie możliwości zwiększenia efektywności energetycznej, motywacyjne systemy nagradzania

Źródło: opracowanie własne na podstawie Załącznika III do Dyrektywy ESD.

Wymienione środki wskazują na możliwość rozwoju produkcji i usług oraz na potrzebę wzrostu kompetencji w określonych obszarach. Wskazują na możliwość zwiększenia aktywności podmiotów z

sektora elektroenergetyki i organizacji zawodowych, w tym SEP-u. Działania zmierzające do zwiększenia efektywności energetycznej mogą być podejmowane jako działania niezależne, mogą być powiązane z audytami środowiskowymi a w większych przedsiębiorstwach mogą być wartościowym obowiązkowym elementem procesu restrukturyzacji.

Krokiem wstępnym do oszacowania potencjalnych korzyści płynących z zastosowania środków efektywności energetycznej jest audyt energetyczny. Należy pamiętać, że poprawa efektywności wykorzystania energii ma umożliwić wykorzystanie potencjalnych oszczędności energii w sposób ekonomicznie efektywny, opierając się, o ile to możliwe, na analizie kosztowej cyklu życia (life-cycle cost analysis – LCCA), a nie na prostym okresie zwrotu nakładów (Simple Payback Periods – SPP), tak aby uwzględnić oszczędności długoterminowe. Metodyka audytów przemysłowych, w tym w sieciach elektroenergetycznych spełniająca te wymagania wymaga dalszych prac naukowych.

Audyty energetyczne powinny uwzględniać odpowiednie normy europejskie lub międzynarodowe, jak np. EN ISO 50001 (systemy zarządzania energią) lub EN 16247-1 (audyty energetyczne) lub systemy zarządzania środowiskiem jeżeli obejmują one również audyt energetyczny np. EN ISO 14000. Kryteria minimalne dotyczące audytów energetycznych, w tym audytów przeprowadzanych w ramach systemów zarządzania energią zawiera Załącznik VI do Dyrektywy EED.

W Polsce audyt w budownictwie jest precyzyjnie opisany w rozporządzeniu ministra infrastruktury w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego¹⁰⁹. Ogólne zasady przeprowadzania audytu energetycznego poza budynkami podano w rozporządzeniu w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej¹¹⁰.

Realizacja celów „3x20%” Pakietu energetyczno-klimatycznego zaleca państwom członkowskim zmniejszenie zużycia energii o 20% do 2020 r. w porównaniu z prognozami KE na 2020 r. (cel nieobowiązkowy). Cel ten ma być głównie zrealizowany poprzez wzrost efektywności energetycznej.

Kwestia efektywności energetycznej jest traktowana w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku w sposób priorytetowy, a postęp w tej dziedzinie miał być kluczowy dla realizacji wszystkich jej pozostałych celów.

Realizacja celów Polityki energetycznej Polski do 2030 roku dla efektywności energetycznej obejmuje:

- 1) Dążenie do osiągnięcia zero-energetycznego wzrostu gospodarczego, tj. rozwoju gospodarki następującego bez wzrostu zapotrzebowania na energię pierwotną.
- 2) Obniżenie do 2030 roku energochłonności gospodarki w Polsce do poziomu UE-15 z 2005 roku.

Przedstawione w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej obejmują:

1. Ustalanie narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej.

¹⁰⁹ Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego (Dz. U. Nr 43, poz. 346).

¹¹⁰ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 sierpnia 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej, wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii, Dz. U. 2012 poz. 962.

2. Wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia dla działań służących realizacji narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej.
3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin.
4. Stosowanie obowiązkowych świadectw charakterystyki energetycznej dla budynków oraz mieszkań przy wprowadzaniu ich do obrotu oraz wynajmu.
5. Oznaczenie energochłonności urządzeń i produktów zużywających energię oraz wprowadzenie minimalnych standardów dla produktów zużywających energię.
6. Zobowiązanie sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w oszczędnym gospodarowaniu energią.
7. Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich, w tym w ramach ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, regionalnych programów operacyjnych, środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
8. Wspieranie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych rozwiązań i technologii zmniejszających zużycie energii we wszystkich kierunkach jej przetwarzania oraz użytkowania.
9. Zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management), stymulowane poprzez m.in. zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej w oparciu o ceny referencyjne będące wynikiem wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi.
10. Kampanie informacyjne i edukacyjne, promujące racjonalne wykorzystanie energii.

Przedstawione działania stanowią odpowiedni zestaw działań wspierających efektywność energetyczną w warunkach polskich. Problem niestety polega na tym, że te zapisy nie mają przełożenia na odpowiednie programy wykonawcze wyposażone w wystarczające mechanizmy finansowe.

Oszczędność energii ma duże znaczenie również w szerokim wymiarze międzynarodowym, m.in:

- przyczyniania się do ochrony i poprawy stanu środowiska naturalnego m.in. poprzez ograniczenie emisji pyłów i zanieczyszczeń, zmniejszenia zużycia energii i paliw;
- przyczynienia się do wypełnienia zobowiązań Polski co do redukcji emisji gazów cieplarnianych i redukcji zużycia energii pierwotnej, np. Protokół z Kioto, EU ETS, strategia „Europa 2020”¹¹¹;
- wprowadza innowacyjne i energooszczędne technologie, np. przewidzianych w SET Plan¹¹².

Ministerstwo Gospodarki, przygotowując kolejną wersję Polityki energetycznej Polski do roku 2050, dokonało oceny wykonania tego programu¹¹³.

Strategia „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko” (BEiŚ)¹¹⁴ stanowi próbę zintegrowanego podejścia do kwestii energetycznych i środowiskowych ustanawia wytyczne dla Polityki energetycznej

¹¹¹ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW Europa efektywnie korzystająca z zasobów – inicjatywa przewodnia strategii „Europa 2020”, KOM(2011) 21 wersja ostateczna.

¹¹² Europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych, COM(2007) 723 wersja ostateczna.

¹¹³ Ocena realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, sierpień 2014 r.

¹¹⁴ Została przyjęta przez Radę Ministrów 15 kwietnia 2014 r. (rozpoczęcie prac w grudniu 2009 r.) jest jedną z 9. Zintegrowanych Strategii Rozwoju, zawiera perspektywę do 2020 r.

Polski i innych programów rozwoju, które staną się elementami systemu realizacji BEiŚ. Jednym z jej elementów jest Polityki energetycznej Polski do 2050 r. (PEP 2050)

Cel główny PEP 2050 został przyjęty jako tworzenie warunków do stałego i zrównoważonego rozwoju gospodarki narodowej, do zaspokajania potrzeb energetycznych przedsiębiorstw i gospodarstw domowych i zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego z poszanowaniem środowiska naturalnego.

Wśród trzech celów operacyjnych znajduje się cel II „Zwiększenie konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki narodowej”, który zawiera obszar interwencji „Poprawa efektywności energetycznej”.

Można przewidywać, że realizacja tych celów przyczyni się do:

- Zmniejszenie zapotrzebowania kraju na paliwa i energię.
- Wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- Wzrost konkurencyjności i innowacyjności gospodarki.
- Rozwój rynku urządzeń i usług efektywnych energetycznie.
- Tworzenie nowych miejsc pracy w sektorze „zielonych usług”.
- Obniżenie wydatków gospodarstw domowych na cele energetyczne.
- Realizacja zobowiązań Polski w ramach polityki klimatycznej UE.
- Ograniczenie sfery ubóstwa energetycznego.
- Przeciwdziałanie procesowi „carbon leakage”.

Oszczędność energii ma duże znaczenie również w szerokim wymiarze międzynarodowym, m.in:

- przyczyniania się do ochrony i poprawy stanu środowiska naturalnego m.in. poprzez ograniczenie emisji pyłów i zanieczyszczeń, zmniejszenia zużycia energii i paliw;
- przyczynienia się do wypełnienia zobowiązań Polski co do redukcji emisji gazów cieplarnianych i redukcji zużycia energii pierwotnej, np. Protokół z Kioto, EU ETS¹¹⁵, strategia „Europa 2020”¹¹⁶;
- wprowadza innowacyjne i energooszczędne technologie, np. przewidzianych w SET Plan¹¹⁷.

Podstawowy akt prawny w Polsce dotyczący efektywności energetycznej Ustawa o Efektywności Energetycznej (UEE)¹¹⁸ określa:

- krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią,
- zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej,
- zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej,
- zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej.

UEE¹¹⁹ ustaliła krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie do 2016 r. w ilości nie mniejszej niż 9% średniego krajowego zużycia energii finalnej w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001–2005. W kategoriach ilościowych przekłada się to na oszczędności energii finalnej na poziomie około 7,09 Mtoe w roku 2016. Cel ustalony został jako cel

¹¹⁵ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. L 275 z 25.10.2003, str. 32)

¹¹⁶ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW Europa efektywnie korzystająca z zasobów – inicjatywa przewodnia strategii „Europa 2020”, KOM(2011) 21 wersja ostateczna.

¹¹⁷ Europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych, COM(2007) 723 wersja ostateczna.

¹¹⁸ Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z 2012 r. poz. 951).

¹¹⁹ Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551 z 2012 r. poz. 951).

obligatoryjny zgodny z celem referencyjnym ESD¹²⁰ (9% - 2016), jednak biorąc pod uwagę potencjał efektywności energetycznej w Polsce, wydaje się mało ambitny. Jednocześnie biorąc pod uwagę 20% cel ograniczenia zużycia energii pierwotnej do 2020 r. planuje się zaoszczędzenie w latach 2010-2020 13,33 Mtoe. Będzie to oznaczać planowane zużycie energii pierwotnej w roku 2020 na poziomie 96,4 Mtoe¹²¹.

Wprowadzone przez UEE zasady uzyskania i umorzenia świadectwa efektywności energetycznej, wprowadzają tzw. system „białych certyfikatów” (SBC) jest to rynkowy mechanizm wsparcia działań mających na celu poprawę efektywności energetycznej gospodarki, natomiast „białe certyfikaty” (BC) są to certyfikaty wydane przez niezależne organy certyfikujące, potwierdzające roszczenia uczestników rynku w związku z oszczędnościami energetycznymi, uzyskanymi w efekcie zastosowania środków efektywności energetycznej¹²².

Kategoriemi przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej są:

- 1) zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych,
- 2) zwiększenia oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych,
- 3) zmniejszenia strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyśle lub dystrybucji.

Dokumentami wykonawczymi do planów rządu w zakresie efektywności energetycznej są Krajowe Plany Działań dotyczący efektywności energetycznej dla Polski (KPDzEE). Są one przygotowane w związku z obowiązkiem przekazywania Komisji Europejskiej sprawozdań z wdrażania dyrektywy EED, a także na podstawie obowiązku nałożonego na ministra gospodarki na podstawie art. 6 ust. 1 UEE.

Pierwszy Krajowy Plan został sporządzony w 2007 r, kolejny w 2011 r, a ostatni w 2014 r. (KPDzEE 2014). Dokument ten zawiera opis planowanych środków poprawy efektywności energetycznej określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki, niezbędnych dla realizacji krajowego celu w zakresie oszczędnego gospodarowania energią na 2016 r., a także środków służących osiągnięciu ogólnego celu w zakresie efektywności energetycznej rozumianego, jako uzyskanie 20% oszczędności w zużyciu energii pierwotnej w Unii Europejskiej do 2020 r.

Cele SBC zostały zminimalizowane w kategoriach ilościowych i w czasie (do końca roku 2016) jedynie do wymogów wynikających z prawa unijnego (głównie ESD i EED). Nie zostały odniesione do rzeczywistych potrzeb i potencjału efektywności energetycznej naszej gospodarki. Uchwalenie UEE wskazuje na trwałość politycznych celów oszczędności energii przy braku narzędzi ich realizacji po roku 2016¹²³.

SBS, który jest wielką szansą pobudzania inwestycji zwiększających konkurencyjności polskiego przemysłu jak na razie nie wpływa na realizację narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej.

¹²⁰ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG. (Dz.Urz. UE L 114, z dn. 27.04.2006, str. 64 – 85)

¹²¹ Wg KPDzEE 2014: Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski zawartymi w prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES - Baseline 2007) zużycie energii pierwotnej prognozowane jest na poziomie 110 Mtoe w 2020 r., zatem uwzględniając ograniczenie zużycia energii o 13,6 Mtoe otrzymamy: 110 Mtoe – 13,6 Mtoe = 96,4 Mtoe.

¹²² Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca dyrektywę Rady 93/76/EWG.

¹²³ W Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad przygotowaniem nowej UEE.

Zapisy EED, a bezpośrednio jej implementacja poprzez UEE, i w dalszej kolejności KPDzEE 2014 będą miały znaczny wpływ na sektor elektroenergetyki. Wpływ ten będzie prawdopodobnie największy od czasów tzw. trzeciego pakietu regulacyjnego (2010). W preambule dyrektywy zapisano „Przyczynia się ona również do osiągnięcia celów przedstawionych w planie działania prowadzącym do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r., w szczególności poprzez zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z sektora energetycznego, a także do doprowadzenia do bezemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej do 2050 r.”.

Wpływ ten będzie przejawiał się m.in. poprzez:

Powolne, ale konsekwentne zwiększanie efektywności energetycznej gospodarki, w tym w elektroenergetyce i sektorach o znacznym zużyciu energii elektrycznej, tak aby osiągnąć przyjęty cel narodowy (art. 3 EED).

Udział w systemie zobowiązującym do efektywności energetycznej. System ten zapewnia osiągnięcie przez dystrybutorów energii lub przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii, które zostały wyznaczone jako strony zobowiązane (art. 7 EED).

Cel ten jest co najmniej równoważny osiągnięciu przez wszystkich dystrybutorów energii lub wszystkie przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii nowych oszczędności każdego roku od dnia 1 stycznia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2020 r. w wysokości 1,5% rocznego wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym uśrednionej w ostatnim trzy-letnim okresie przed dniem 1 stycznia 2013.

W Polsce rolę takiego systemu spełnia SBC dla którego zdecydowano przyjąć na lata 2014-2020 program oszczędzania 1,5% energii rocznie to jest łącznie 10,5%, co odpowiada osiągnięciu oszczędności 3,675 Mtoe energii finalnej w 2020 r.

Obowiązek zapewnienia, by na tyle, na ile jest to technicznie wykonalne, uzasadnione finansowo i proporcjonalne do potencjalnej oszczędności energii, odbiorcy końcowi energii elektrycznej, gazu ziemnego, ciepła sieciowego, chłodu sieciowego oraz ciepłej wody użytkowej mieli możliwość nabycia po konkurencyjnych cenach indywidualnych liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii przez odbiorcę końcowego i podają informacje o rzeczywistym czasie korzystania z energii Zapis ten wzmacnia zapisy dotyczące wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych liczniki gazu ziemnego lub energii elektrycznej zgodnie z dyrektywami 2009/72/WE¹²⁴ i 2009/73/WE¹²⁵ (art. 9, 10, 11 EED).

Wzrost świadomości odbiorców końcowych w zakresie efektywności energetycznej poprzez programy, promujące i wzmacniające pozycje odbiorców, umożliwiające efektywne wykorzystanie energii przez małych odbiorców energii, w tym gospodarstwa domowe (art. 12 EED).

¹²⁴ 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.

¹²⁵ 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.

Promowanie efektywności ogrzewania i chłodzenia (art. 14 EED, który stanowi rozszerzenie zapisów poprzedniej dyrektywy 2004/8/WE¹²⁶).

Na uwagę zasługuje obowiązek zintegrowanego podejścia w zakresie wariantów zapotrzebowania i podaży na energię oparte o analizę kosztów i korzyści uwzględniającą wszystkie odnośne zasoby dostępne po stronie zaopatrzenia w obrębie granicy systemowej i geograficznej, z wykorzystaniem dostępnych danych, w tym ciepło odpadowe pochodzące z produkcji energii elektrycznej oraz instalacje przemysłowe i energetykę odnawialną, a także charakterystykę i tendencje rozwojowe zapotrzebowania na ciepło i chłodzenie.

Szereg zapisów dotyczących przetwarzanie, przesyłu i rozdziału energii (art. 15 EED).

Obejmują one zobowiązania, aby krajowe organy regulacyjne sektora energetycznego należycie uwzględniały efektywność energetyczną, m.in. poprzez

opracowanie taryf sieciowych i regulacji dotyczących sieci, w ramach dyrektywy 2009/72/WE i z uwzględnieniem kosztów i korzyści poszczególnych środków, dostarczały operatorom sieci zachęt do udostępniania użytkownikom sieci usług systemowych, umożliwiającym im wdrażanie środków poprawy efektywności energetycznej w kontekście systematycznego wdrażania inteligentnych,

ocenę potencjału w zakresie efektywności energetycznej ich infrastruktury gazowych i elektroenergetycznych, w szczególności w odniesieniu do przesyłu, rozdziału, zarządzania obciążeniem i interoperacyjności, a także przyłączenia do energetycznych instalacji wytwórczych, w tym możliwości dostępu dla mikroproducentów energii,

wyeliminowanie z taryf przesyłu i rozdziału zachęt, które są szkodliwe dla ogólnej efektywności (w tym efektywności energetycznej) wytwarzania, przesyłu, rozdziału i dostaw energii elektrycznej.

Stworzenie zachęt dla operatorów sieci do poprawy efektywności w projektowaniu i funkcjonowaniu infrastruktury i, w ramach dyrektywy 2009/72/WE, by taryfy pozwalały dostawcom zwiększyć udział odbiorców w efektywności systemu, w tym odpowiedź na zapotrzebowanie zależnie od warunków krajowych.

Zapewnienie, aby operatorzy systemów dystrybucyjnych:

- a) gwarantowali przesył i rozdział energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- b) zapewnili energię elektryczną z wysokosprawnej kogeneracji priorytetowy lub gwarantowany dostęp do sieci,
- c) zapewniali priorytetowy przesył energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w zakresie, w jakim zezwala na to bezpieczna eksploatacja krajowego systemu elektroenergetycznego.

Stworzenie możliwości szczególnego ułatwienie przyłączenia do systemu sieci elektroenergetycznych energii elektrycznej wytworzonej w procesie wysokosprawnej kogeneracji w

¹²⁶ DYREKTYWA 2004/8/UE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie promowania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na wewnętrznym rynku energii oraz wnosząca poprawki do Dyrektywy 92/42/EWG.

małoskalowych jednostkach kogeneracyjnych i jednostkach mikrokogeneracji. Załącznik XII do EED zawiera szczegółowe wymogi w zakresie efektywności energetycznej obowiązujące operatorów systemów przesyłowych i operatorów systemów dystrybucyjnych.

Zapewnienie, by krajowe organy regulacyjne sektora energetycznego zachęcały do tego, by na rynkach hurtowych i detalicznych obok podaży wykorzystywane były również środki po stronie popytu, takie jak reagowanie na zapotrzebowanie.

Zapewnienie, aby operatorzy systemów przesyłowych i operatorzy systemów dystrybucyjnych traktowali usługodawców reagujących na zapotrzebowanie, w tym koncentratorów¹²⁷, w sposób niedyskryminacyjny, w oparciu o ich zdolności techniczne.

Oceniając, jedno z zadań PEP 2030 dotyczące efektywności energetycznej, wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich można stwierdzić, że formalnie zadanie zostało zrealizowane jednak środki przeznaczone były mocna niedostateczne.

Dotychczasowe wsparcie finansowe programów restrukturyzacji elektroenergetyki ze środków unijnych pochodziło z Programu POIS2007-2013:

- Działanie 9.1 - Wysokosprawne wytwarzanie energii.
- Działanie 9.2 - Efektywna dystrybucja energii.

Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii realizowane jest przez programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, środki z Unii Europejskiej w ramach programu „Infrastruktura i Środowisko”, EOG, Funduszu Szwajcarskiego, Regionalnych Programów Operacyjnych, systemu białych certyfikatów oraz ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów.

Oceniając, jedno z zadań PEP 2030 dotyczące efektywności energetycznej, wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich można stwierdzić, że formalnie zadanie zostało zrealizowane jednak środki przeznaczone były mocna niedostateczne.

Dotychczasowe wsparcie finansowe programów restrukturyzacji elektroenergetyki ze środków unijnych pochodziło z Programu POIS2007-2013:

- Działanie 9.1 - Wysokosprawne wytwarzanie energii.
- Działanie 9.2 - Efektywna dystrybucja energii.

Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii realizowane jest przez programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, środki z Unii Europejskiej w ramach programu „Infrastruktura i Środowisko”, EOG, Funduszu Szwajcarskiego, Regionalnych Programów Operacyjnych, systemu białych certyfikatów oraz ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów.

Poszukując możliwości finansowania dalszych zmian w KPDzEE 2014 w części dotyczącej efektywności wytwarzania i dostaw energii wskazuje na następujące źródła finansowania:

¹²⁷ Wg EED: „koncentrator” oznacza dostawcę usług po stronie zapotrzebowania, który łączy wiele krótkotrwałych obciążeń po stronie odbiorców, by sprzedawać lub wystawiać je na aukcjach na zorganizowanych rynkach energii.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Priorytet Inwestycyjny 4.v.) - Promowanie strategii niskoemisyjnych dla wszystkich rodzajów terytoriów, w szczególności dla obszarów miejskich, w tym wspieranie zrównoważonej multimodalnej mobilności miejskiej i działań adaptacyjnych mających oddziaływanie łagodzące na zmiany klimatu.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Priorytet Inwestycyjny 4.vii.) - Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Priorytet Inwestycyjny 4.iv.) - Rozwój i wdrażanie inteligentnych systemów dystrybucji na średnich i niskich poziomach napięcia.

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 (Priorytet Inwestycyjny 4.ii.) - Promowanie efektywności energetycznej i korzystania z odnawialnych źródeł energii w przedsiębiorstwach.

System zobowiązujący do efektywności energetycznej (białe certyfikaty).

Program Priorytetowy: Inteligentne Sieci Energetyczne (ISE).

Regionalne programy operacyjne na lata 2014-2020.

W kontekście PEP 2050 konieczne są modyfikacje większości wyżej wymienionych systemów wsparcia tak, aby zwiększyć efekt skali. Należy wprowadzić obowiązek publicznego sprawozdawania przez NFOŚiGW z wykorzystania środków pozyskiwanych w SBC.

W okresie programowania 2014-2020 należy opracować metodykę oceny inwestycji infrastrukturalnych pod kątem efektywności energetycznej. Należy przewidzieć znacznie większe środki na rozwój opłacalnych ekonomicznie inwestycji efektywnych energetycznie.

Oceniając inne zadanie PEP 2030, wspieranie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych rozwiązań i technologii zmniejszających zużycie energii we wszystkich kierunkach jej przetwarzania oraz użytkowania można stwierdzić, że zadanie zostało wykonane.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ogłaszało konkursy na projekty naukowo-badawcze w obszarze efektywności energetycznej, np. Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków, 2009-2014.

Należy stworzyć listę zadań badawczo-naukowych wspierających politykę efektywności energetycznej. Doskonałym punktem wyjścia może być Raport końcowy z prac Interdyscyplinarnego Zespołu do spraw Energii z 2007 r.¹²⁸.

Należy kontynuować proces finansowania prac RTD, a w kontekście realizacji celów PEP 2050 roku należy zwiększyć środki finansowe przeznaczone na ten cel, w tym również na badania podstawowe finansowane przez Narodowe Centrum Nauki (Zespół ST8A).

Należy zwiększyć zachęty dla pomiotów polskich uczestniczenia w programie Horyzont'2020.

Jak widać na sektor elektroenergetyczny nałożono szereg obowiązków, które wynikają z dążenia do szeroko rozumianego wzrostu efektywności energetycznej a w rzeczywistości dotyczą również nowego modelu współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami końcowymi, w tym świadczącymi również usługi prosumenckie.

Można jednak również zauważyć, że art. 18 EED stwierdza również, że „Państwa członkowskie wspierają rynek usług energetycznych”¹²⁹. Stwierdzenie to jest niezwykle ważne z uwagi na to, że

¹²⁸ Raport końcowy z prac Interdyscyplinarnego Zespołu do spraw Energii. Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego Interdyscyplinarny Zespół do spraw Energii, Warszawa, marzec 2007.

wykonywanie usług energetycznych może stanowić, według koncepcji Komisji Europejskiej, działalność umożliwiającą firmom energetycznym rekompensatę utraconych przychodów w wyniku nałożonego obowiązku oszczędzania energii.

Można postulować, między innymi poprzez wprowadzenie odpowiednich zapisów do nowej UEE dotyczących, podjęcie następujących kroków:

- zdefiniowania usług energetycznych, szczególnie w kontekście SBC oraz rozwoju Sieci Inteligentnych, np. świadczenie usług systemowych przez koncentratorów i prosumentów,
- promocji rozwoju rynku usług energetycznych, w tym firm typu ESCO¹³⁰, systemów doradztwa, instalacji i akredytacji w obszarze efektywności energetycznej.

Jak widać na sektor elektroenergetyczny nałożono szereg obowiązków, które wynikają z dążenia do szeroko rozumianego wzrostu efektywności energetycznej a w rzeczywistości dotyczą również nowego modelu współpracy pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami końcowymi, w tym świadczącymi również usługi prosumenckie.

Można jednak również zauważyć, że art. 18 EED stwierdza również, że „Państwa członkowskie wspierają rynek usług energetycznych”¹³¹. Stwierdzenie to jest niezwykle ważne z uwagi na to, że wykonywanie usług energetycznych może stanowić, według koncepcji Komisji Europejskiej, działalność umożliwiającą firmom energetycznym rekompensatę utraconych przychodów w wyniku nałożonego obowiązku oszczędzania energii.

Można postulować, między innymi poprzez wprowadzenie odpowiednich zapisów do nowej UEE dotyczących, podjęcie następujących kroków:

- zdefiniowania usług energetycznych, szczególnie w kontekście SBC oraz rozwoju Sieci Inteligentnych, np. świadczenie usług systemowych przez koncentratorów i prosumentów,
- promocji rozwoju rynku usług energetycznych, w tym firm typu ESCO¹³², systemów doradztwa, instalacji i akredytacji w obszarze efektywności energetycznej.

¹²⁹ Wg EED: „usługa energetyczna” oznacza fizyczną korzyść, udogodnienie lub pożytek pochodzące z połączenia zużycia energii z wykorzystywaniem technologii energooszczędnych lub działania, które mogą obejmować czynności, utrzymanie i kontrolę niezbędne do świadczenia danej usługi, która jest świadczona na podstawie umowy i która w normalnych okolicznościach prowadzi do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej lub do oszczędności energii pierwotnej;

¹³⁰ Wg ESD: „przedsiębiorstwo usług energetycznych” (ESCO): przedsiębiorstwo świadczące usługi energetyczne lub dostarczające innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakładzie lub w pomieszczeniach użytkownika, biorąc przy tym na siebie pewną część ryzyka finansowego. Zapłata za wykonane usługi jest oparta (w całości lub w części) na osiągnięciu poprawy efektywności energetycznej oraz spełnieniu innych uzgodnionych kryteriów efektywności.

¹³¹ Wg EED: „usługa energetyczna” oznacza fizyczną korzyść, udogodnienie lub pożytek pochodzące z połączenia zużycia energii z wykorzystywaniem technologii energooszczędnych lub działania, które mogą obejmować czynności, utrzymanie i kontrolę niezbędne do świadczenia danej usługi, która jest świadczona na podstawie umowy i która w normalnych okolicznościach prowadzi do sprawdzalnej i wymiernej lub możliwej do oszacowania poprawy efektywności energetycznej lub do oszczędności energii pierwotnej;

¹³² Wg ESD: „przedsiębiorstwo usług energetycznych” (ESCO): przedsiębiorstwo świadczące usługi energetyczne lub dostarczające innych środków poprawy efektywności energetycznej w zakładzie lub w pomieszczeniach użytkownika, biorąc przy tym na siebie pewną część ryzyka finansowego. Zapłata za wykonane usługi jest oparta (w całości lub w części) na osiągnięciu poprawy efektywności energetycznej oraz spełnieniu innych uzgodnionych kryteriów efektywności.

3. ZARZĄDZANIE POPYTEM

3.1. Wstęp

Rosnąca presja w zakresie wzrostu efektywności zużycia energii elektrycznej jest jednym z zasadniczych powodów opracowywania narzędzi umożliwiających wpływ na poziom zużycia energii elektrycznej i osiąganie z tego tytułu określonych korzyści zarówno po stronie odbiorcy końcowego, jak i elektroenergetyki. Zwiększają się także możliwości w zakresie pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i utrzymania stabilności systemu elektroenergetycznego, inne niż budowa nowych źródeł wytwórczych. Optymalizacja zużycia energii elektrycznej, poprzez zarządzanie stroną popytową, tworzy możliwości spłaszczenia przebiegu krzywej zużycia i w następstwie tego zmniejszania średnich kosztów dostaw energii.

W krajowym sektorze elektroenergetycznym działania dot. optymalizacji zużycia energii elektrycznej są prowadzone w dość wąskim zakresie, można tutaj wskazać trzy obszary:

- przetargi ogłaszane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) w ramach programu rozwoju usług redukcji zapotrzebowania, usługa obejmuje interwencyjne ograniczenie poboru mocy polegające na zmniejszeniu, na polecenie OSP, ilości pobieranej z sieci mocy czynnej (redukcja), wykonawcy przysługuje należność za wykorzystanie usługi redukcji,
- pilotażowe redukcje po stronie odbiorców indywidualnych,
- prace nad taryfą wielostrefową OSP, ceny energii wysokie w godzinach maksymalnego zapotrzebowania na moc, pozostałe godziny ceny niskie.

Na dzisiaj w kraju nie funkcjonują szerokie programy zarządzania popytem, nie ma dedykowanych rozwiązań prawnych oraz odpowiednich ram regulacyjnych.

W chwili obecnej trwają prace na poziomie Komisji Europejskiej nad ujednoczeniem wytycznych z zakresie DSR. Do najważniejszych aktów prawnych UE w zakresie DSR należy zaliczyć:

- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej ważne dla DSR artykuły:
 - art. 15.4
 - art. 15.8
- Kodeksy sieci ważne dla DSR:
 - Load frequency Code
 - Balancing NC Code
 - Demand Connection Code

3.2. Informacje ogólne

DSM – Demand Side Management czyli zarządzanie stroną popytową czy też zarządzanie popytem jest to planowanie i działanie przedsiębiorstw, którego celem jest, w ramach sterowania obciążeniem sieci, zmniejszenie lub przesunięcie obciążenia na okres poza szczytem. DSM dotyczy także końcowych

odbiorców energii elektrycznej i w tym zakresie funkcjonuje narzędzie Demand Side Response (DSR/DR) – Odpowiedź Strony Popytowej lub Reakcja Popytu.

Reakcję popytu (DSR) – można określić jako zmiany w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, odbiegające od ich standardowych profili zużycia, będące reakcją na zmiany cen energii elektrycznej w czasie lub zachęty innego rodzaju¹³³. Celem jest wywołanie niższego zużycia energii elektrycznej w okresach występowania wysokich cen na rynku hurtowym lub gdy pojawiają się zagrożenia w zakresie niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego. Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej lub przesunięcie tegoż zużycia z okresu szczytowego zapotrzebowania na czas poza tym okresem umożliwia eliminację przeciążeń sieci. Zatem DSR pozwala operatorowi zarządzać siecią poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną w określonym czasie na określonym obszarze i w ten sposób stabilizować pracę sieci. Przymusowa redukcja obciążenia stosowana jako ostateczny środek mający na celu utrzymanie bezpieczeństwa dostaw i zapobieganie black – out nie jest uważana za reakcję strony popytowej.

DSR oznacza także aktywne zaangażowanie odbiorcy końcowego w modyfikację jego standardowego zużycia, następuje to poprzez odpowiedź na określony sygnał zarządzającego siecią i odbiorca odnosi z tego tytułu określone korzyści. Sygnał może oznaczać konieczność ograniczenia poboru lub przejście na własną generację (jeżeli dany odbiorca posiada urządzenia umożliwiające taką generację). Na podstawie stosownej umowy między upoważnionym przedsiębiorstwem a odbiorcą (grupą odbiorców w imieniu których występuje określony agregator) cały proces ograniczania popytu może zostać przeprowadzony także automatycznie.

DSR może również umożliwiać zwiększenie zużycia w okresie zwiększonej produkcji energii (np. źródła wiatrowe). Może zachęcać do magazynowania energii w okresie kiedy ceny energii są niskie, a także do uwalniania zmagazynowanych rezerw wtedy kiedy ceny są wysokie. Możliwe jest także, tam gdzie są takie warunki, wykorzystanie generacji rozproszonej (miejscowej) do uzupełniającego zasilenia sieci.

Reakcja popytu jest narzędziem wykorzystującym inteligentne sieci (których składnikiem jest inteligentne opomiarowanie) oraz jest elementem inteligentnego zapotrzebowania na energię, które obejmuje również efektywność energetyczną, dom i zarządzanie w nim zużyciem energii, źródła odnawialne i ładowanie pojazdów elektrycznych. Infrastruktura inteligentnej sieci daje szerokie możliwości techniczne w zakresie wsparcia DSR. Dostęp do informacji umożliwiającej modyfikowanie decyzji klienta w zakresie zużycia energii, informacje niezbędne do optymalizowania pracy sieci, redukcjonowania obciążenia sieci w czasie zapotrzebowania szczytowego i uzyskania z tego tytułu konkretnych korzyści.

DSR może być wykorzystywany zarówno w obszarze odbiorców przemysłowych, budynków komercyjnych o dużej powierzchni jak i klientów - gospodarstw domowych. W tym zakresie wykorzystywane są odpowiednie, dedykowane systemy sterowania, zapewniające odpowiedzi na sygnały rynkowe w zakresie cen energii, czy też na sygnał od operatora danej sieci.

Mogą występować co najmniej dwa typy reakcji popytu; wywołana potrzebami pracy systemu elektroenergetycznego oraz wywołana względami ekonomicznymi (niska lub wysoka cena energii elektrycznej).

3.3. Ogólne korzyści z wdrożenia DSR

Stosowanie DSR stwarza warunki do osiągnięcia szeregu korzyści zarówno po stronie „sektorowej”, jak i odbiorców końcowych.

¹³³ W przypadku nie wywiązania się ze zobowiązań co do ograniczenia zużycia możliwe jest także stosowanie kar (jeżeli takowe ustalenia strony podjęły).

Polepszenie długoterminowej niezawodności zasilania - optymalizacja relacji między wytwarzaniem a zużyciem energii elektrycznej, dodatkowa elastyczność w pracy systemu elektroenergetycznego, obniżenie kosztów bilansowania, optymalizacja zużycia energii w godzinach szczytu i wykorzystanie nadwyżek energii poza tym okresem, warunki do spłaszczenia krzywej zużycia energii elektrycznej w ciągu doby.

Powstanie warunków do obniżenia ceny rynkowej - oszczędności na kosztach produkcji, obniżenie kosztów sieciowych, uniknięte koszty inwestycji, uniknięte koszty mocy szczytowych.

Wdrożenie DSR może być kosztowo bardziej efektywne (poprzez zmniejszenie potrzeb w obszarze źródeł wytwórczych oraz modernizacji i rozwoju sieci, wynikające z tego zawężanie programów inwestycyjnych) niż budowa zdolności wytwórczych umożliwiających pokrycie zapotrzebowania w szczycie oraz zapewnienie możliwości przesyłowych po stronie sieci. DSR poprzez przesunięcie szczytu zapotrzebowania może zmniejszać obciążenia sieci i aktywnie wpływać na wahania poziomu cen energii elektrycznej w okresie zapotrzebowania szczytowego. Stymulowany przez DSR rozwój rozproszonych źródeł wytwórczych oznacza także redukcję kosztów strat sieciowych – przesył od wytwórcy długimi ciągami sieciowymi oznacza określony poziom strat, który jest niższy, gdy przesył jest realizowany na krótszych odcinkach sieci.

Aktywizacja klientów na rynku energii – klienci stają się, poprzez DSR, aktywnymi uczestnikami rynku energii. Zarządzanie ich zużyciem może być realizowane samodzielnie lub przez wyspecjalizowaną firmę (agregatora) – np. regulacja oświetlenia, urządzeń AGD, ogrzewania czy klimatyzacji, które są odłączane podczas okresu zwiększonego zapotrzebowania w sieci, według schematu priorytetów zaplanowanego wcześniej obciążenia.

Dalsze korzyści z funkcjonowania DSR poniżej:

Lepsza integracja źródeł odnawialnych – większa elastyczność w zakresie zarządzania źródłami odnawialnymi o pracy nieregularnej, niższe koszty rezerwy bilansowej.

Korzyści w zakresie ochrony środowiska i oszczędności energii – potencjalna redukcja emisji globalnej CO₂.

Ogólne społeczne i ekonomiczne korzyści – zmniejszenie uzależnienia od importu paliw, tworzenie miejsc pracy i rozwój innowacji, poprawa konkurencyjności przemysłu.

Zwiększenie szybkości i łatwość bilansowania - zarówno na poziomie OSP, jak i OSD.

Powstawanie wirtualnych elektrowni zamiast określonych inwestycji.

3. 4. Rola OSP i OSD oraz pozostałych uczestników

Funkcjonowanie DSR jest szansą i równocześnie wyzwaniem dla operatorów sieci, zarówno przesyłowej jak i dystrybucyjnej. Decyzje OSP i OSD, dotyczące zarządzania siecią, wpływają wzajemnie na siebie. Wymaga to od OSP i OSD działania według jasnych definicji hierarchicznych procedur i planów zarządzania siecią dostosowanych wzajemnie do siebie.

Elastyczność można zapewnić na dużą skalę zarówno po stronie podaży, jak i popytu, poprzez małe źródła wytwórcze, magazynowanie energii lub mniejsze/większe zużycie w obszarze odbiorców końcowych.

OSP i OSD, przy użyciu DSR, uzyskują możliwość usprawnienia planowania pracy sieci i krótkoterminowego zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz pozyskania energii (jej oszczędności) w sposób optymalny ekonomicznie dla wszystkich uczestników, przy zachowaniu stabilności pracy sieci. W takiej sytuacji działania w zakresie wzmocnienia sieci mogą zostać przełożone do czasu, gdy analizy efektywności wykażą, że to jest bardziej opłacalne niż korzystanie z DSR.

OSD powinien zapewnić dostęp do niezbędnych informacji (upoważnionym) podmiotom dostarczającym usługi DSR.

Należy mieć na uwadze, że mogą mieć miejsce sytuacje gdzie korzystanie z DSR przez klientów może stać w sprzeczności z celami OSD w zakresie utrzymania stabilności pracy sieci lokalnej. Wymaga to określonych uregulowań umownych w relacji odbiorca końcowy - OSD.

Role OSP w DSR

W obszarze sterowania pracą systemu elektroenergetycznego DSR może funkcjonować jako narzędzie wspierające OSP w procesie zarządzania mocą w różnych okresach czasowych.

„Zasoby DSR mogą być także wykorzystywane przez OSP, obok bieżącego bilansowania podaży i popytu energii elektrycznej, jako operacyjne rezerwy mocy po stronie popytowej, służące do zapewnienia krótkookresowego bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego”¹³⁴.

Role OSD w DSR

Rola Aktywna - w której OSD kupuje usługi elastyczności (poprzez DSR) od danego agregatora. Aktualnie funkcjonują w Europie takie ramy regulacyjne, że niewiele OSD kupuje usługi elastyczności od uczestników rynku. Jest to najczęściej realizowane w ramach projektów pilotażowych. W zakresie rozszerzenia korzystania z usług elastyczności (poprzez DSR) jest wyraźny trend pozytywnych zmian w przyszłości.

Rola Sprawdzająca - w której OSD upewnia się, że działalność danego agregatora w zakresie DSR odbywa się w porozumieniu z OSD. W związku z tym dany agregator i OSD mają kilka interakcji, na przykład:

- do zarejestrowania (zgłoszenia) danych aktywów DSR do OSP, dany agregator potrzebuje opinii OSD, że działania w ramach danych aktywów nie spowodują problemów w sieci, oraz że aktywa DSR są zgodnie z funkcjonującą instrukcją pracy sieci danego OSD.
- Aby uzyskać dostęp do danych pomiarowych, OSD przesyła dane pomiarowe do OSP do rozliczenia (jest to część umowy danego agregatora z OSP); dany agregator może również mieć dostęp do tych danych na podstawie zgody danego OSD.
- Przepływy informacji o działaniach w ramach danego DSR – dany agregator informuje w czasie rzeczywistym OSD, właściwego dla danego działania w ramach DSR, poprzez zautomatyzowany system obsługi wiadomości.

Rola klienta w DSR

Pełnienie znaczącej roli w pracy sieci elektroenergetycznej poprzez zarządzanie swoim zużyciem (redukowanie lub przesuwanie zużycia w godzinach szczytowego zapotrzebowania na bazie określonych finansowych zachęt, w postaci na przykład ceny uzależnionej od czasu, w którym następuje zużycie, rabatów za zmniejszone zużycie w szczycie zapotrzebowania, bezpośrednie wynagrodzenie aktywności klienta itp.). W określonych warunkach i czasie klient może być także stymulowany do zwiększenia swojego zużycia (np. zwiększona generacja ze źródeł wiatrowych). Klient - odbiorca końcowy (mały/duży) w sposób świadomy steruje swoim zużyciem energii.

Rola agregatorów w DSR

¹³⁴ Źródło: „Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce – Etap I : Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR” - materiał przygotowany na zlecenie PSE SA w 2009 roku dostępny http://www.pio.pl/bszpre_produkty.php#2 Platforma informacyjna inteligentnego opomiarowania.

W celu zwiększenia efektywności stosowania DSR następuje łączenie klientów w określone grupy (według kryterium np. wielkości zużycia), dana grupa reprezentuje znaczący potencjał np. redukcji zużycia, do wykorzystania w pracy sieci. Klienci, członkowie danej grupy, mogą wyrazić zgodę na automatyczne (bez ich udziału) decyzje w zakresie ich zużycia lub podejmują sami działania na polecenie (np. 4 godziny przed planowanym ograniczeniem otrzymuje informację, że takie ograniczenie jest zasadne). W przypadku odbiorców przemysłowych o znacznym zużyciu mogą oni występować samodzielnie, określają rodzaje posiadanych urządzeń, które mogą uczestniczyć w programie DSR bez zagrożenia realizacji ciągłości procesu produkcyjnego. Daną grupą zarządza, na podstawie umowy, określony agregator. Model relacji pomiędzy odbiorcą końcowym, operatorem systemu dystrybucyjnego, systemu przesyłowego czy sprzedawcą energii elektrycznej oraz rynkiem bilansującym będzie uzależniony od modelu rynku przyjętego w danym kraju. Z właściwej umowy muszą wynikać szczegóły wynagradzania klienta za jego działalność w ramach DSR. Działania klientów (agregatorów) zapewnią przesunięcie popytu, dodatkową generację ze źródeł domowych/przemysłowych, magazynowanie i wykorzystywanie zmagazynowanej energii (własne potrzeby i energia przekazywana do sieci, klimatyzacja, pompy ciepła, ładowanie pojazdów elektrycznych, bojler, ogrzewanie elektryczne itp.), ograniczanie zapotrzebowania w określonym czasie (na sygnał lub automatycznie). Łączenie w grupy może mieć także zastosowanie w przypadku rozproszonych źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej (farmy wiatrowe, fotowoltaiczne itd.). Tutaj zasadne byłoby określanie składu grupy według kryterium przewidywalności produkcji. W takim systemie część usług systemowych mogłaby być świadczona przez rozproszone źródła wytwórcze (większa elastyczność reakcji). Agregowaniem zajmować się mogą zarówno sprzedawcy energii, jak i inne wyspecjalizowane podmioty. W tych działaniach istotna jest także rola podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie sieci. Gratyfikacje dla klienta mogą wynikać z umowy zawartej ze sprzedawcą energii lub wyspecjalizowanym podmiotem (agregatorem). Aktywność klientów (podpisanie odpowiedniej umowy) w tym zakresie będzie miała charakter dobrowolny.

3.5. Podsumowanie

Można założyć rozwój obszaru DSR w warunkach krajowych w nadchodzących latach. Jednak szerokie zaimplementowanie DSR wymaga pakietu działań w zakresie technicznym, organizacyjnym oraz wprowadzenia dedykowanych regulacji prawnych. Duże znaczenie ma także zapewnienie narzędzi równego traktowania odbiorców końcowych w systemie DSR i zapewnienie niedyskryminacyjnego dostępu dla zainteresowanych stron.

Istotną kwestią jest przepływ danych. Niewątpliwie musi on być ograniczony tylko do danych niezbędnych do funkcjonowania DSR. Dostęp do nich mogą mieć tylko uprawnione podmioty (na podstawie określonej umowy). Ważną kwestią jest standaryzacja przesyłanych informacji.

Istotne jest także szerokie zainteresowanie uczestników rynku udziałem w DSR.

Kodeksy sieci (z uwzględnieniem uwarunkowań lokalnych) powinny regulować zasadnicze kwestie dotyczące DSR (poziom UE). Inne przepisy na poziomie krajowym (przynajmniej na poziomie rozporządzeń wykonawczych do Prawa energetycznego) powinny określać podstawowe zasady funkcjonowania DSR. Struktura taryf powinna być tak dopracowana (m.in. Taryfy dynamiczne), aby zapewnić właściwą alokację środków między uczestnikami systemu DSR.

Warto zauważyć, że postęp techniczny i poprawa standardów życia wiązała się ze wzrostem zużycia energii elektrycznej, a odbiorca końcowy przyzwyczał się do przedkładania swojego komfortu nad kwestie związane z możliwymi oszczędnościami wynikającymi np. z DSR. Zmiana podejścia do korzystania z energii elektrycznej, w imię oszczędności, będzie wymagała dużych zmian w świadomości społecznej, szczególnie w obszarze gospodarstw domowych. Równocześnie w zakresie DSR najbardziej atrakcyjny obszar to przemysł, z uwagi na wielkość zużycia energii elektrycznej i

związane z tym możliwości, na drugim miejscu znajdują się budynki komercyjne a dopiero na trzecim gospodarstwa domowe. W dwóch pierwszych obszarach nacisk na poprawę efektywności i związane z tym oszczędności jest już odczuwalny, zatem jest to raczej podatny grunt dla wdrożenia DSR. Ważne jest rozpoznanie indywidualnych (lub grupowych) zachowań i oczekiwań klientów.

LITERATURA

- [1] „Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce – Etap I : Opracowanie przeglądu aktualnie stosowanych mechanizmów DSR” - materiał przygotowany na zlecenie PSE SA w 2009 roku dostępny http://www.pio.pl/bszpre_produkty.php#2 Platforma informacyjna inteligentnego opomiarowania.
- [2] „Rola OSD w przyszłości” Rada Europejskich Regulatorów Energetyki (CEER) - dokument dotyczący publicznych konsultacji CEER Nr ref.: C14-DSO-09-03, 16 grudnia 2014 r.
- [3] „SPECYFIKACJA ISTOTNYCH WARUNKÓW ZAMÓWIENIA Postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego na zakup usługi Praca Interwencyjna: Redukcja Zapotrzebowania na polecenie OSP” Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA Lipiec 2014
- [4] “The role of DSOs in a Smart Grid environment”, Client: European Commission, DG ENER, Ecorys Final report, Amsterdam/Rotterdam, 23 April 2014.
- [5] Wykorzystano fragmenty:
 - artykułu - Włodzimierz Lewandowski „Możliwości kształtowania poziomu zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych”, CIRE 13 października 2014r.
 - materiały konferencyjne XXI Konferencji Naukowo-szkoleniowej REE maj 2015 – „Zarządzanie popytem odbiorców końcowych”, Włodzimierz Lewandowski.

4. ROZPROSZONE ZASOBY ENERGETYCZNE Z WYKORZYSTANIEM TRAKCJI ELEKTRYCZNEJ

Nowoczesne pojazdy trakcji elektrycznej mają możliwość wykorzystania właściwości maszyny elektrycznej, która może pracować tak silnikowo jak i generatorowo. W trakcie hamowania elektrycznego energia mechaniczna pojazdu przetwarzana jest na energię elektryczną, która poprzez sieć trakcyjną może zostać dostarczona do innych pojazdów, zgromadzona w magazynach energii (p.p.4) lub przesłana do zasilającej sieci elektroenergetycznej (w trakcji prądu stałego dzięki stosowaniu falowników w podstacjach trakcyjnych). W ten sposób system trakcji elektrycznej sieciowej może stanowić pewne lokalne, źródło energii elektrycznej, którego zdolność wytwórcza zależeć będzie od charakteru ruchu w systemie transportu.

Hamowanie rekuperacyjne jest efektywne przy częstych postojach oraz w przypadku linii kolejowych o dużych profilach. Zastosowanie hamowania elektrycznego, zwiększa niezawodność i bezpieczeństwo samego procesu hamowania, odciążając konwencjonalne hamulce pneumatyczne. W przypadku pracy w tunelach, hamowanie odzyskowe wpływa pozytywnie na utrzymanie stałej temperatury, na skutek mniejszego nagrzewania kół, taboru i zużycia hamulców mechanicznych (np. klimatyzacja w metrze).

W trakcyjnych układach zasilania, charakteryzujących się gęstym ruchem, energia pochodząca z hamowania odzyskowego jest przekazywana przede wszystkim do innych pojazdów. Niestety nie zawsze sieć jest receptywna, co oznacza, że w chwili możliwości przekazania energii hamowania, nie ma na nią zapotrzebowania (żaden pociąg nie pobiera energii). Takie przypadki stanowią główną podstawę do stosowania przekształtnikowych podstacji trakcyjnych, które wykorzystują energię pochodzącą z hamowania pociągów. Projekt systemu falownikowego niesie za sobą następujące wymogi ekonomiczne i techniczne:

- a) przeprowadzenie analizy ekonomicznej,
- b) przeprowadzenie analizy technicznej.

W przypadku analizy ekonomicznej, należy oszacować oszczędności energii uzyskanej przy zainstalowaniu falowników, zmniejszenia zużycia okładzin ciernych hamulców pneumatycznych, zmniejszenia kosztów utrzymania stałej temperatury w tunelach (dotyczy przede wszystkim metra), zwiększenia bezpieczeństwa hamowania składu na dużych profilach (redundancja systemu hamowania) i innych istotnych parametrów. Przy zastosowaniu odpowiednich metod i narzędzi symulacyjnych można oszacować oszczędności wynikające z pracy falowników w podstacjach trakcyjnych, co jest głównym aspektem analizy ekonomicznej.

W przypadku analizy technicznej należy uwzględnić szereg czynników wpływających na funkcjonowanie falownikowej podstacji trakcyjnej są nimi m.in.:

- optymalny projekt podstacji trakcyjnej z uwzględnieniem wielkości i usytuowania podstacji, celem uzyskania najlepszych warunków odzysku przy względnie małej liczbie przekształtników,
- sterowanie i charakterystyki przekształtników, które silnie oddziałują na parametry takie jak: receptywność układu, współczynnik mocy i zawartość wyższych harmonicznych w napięciu AC oraz prądy wyrównawcze w obwodzie prostownik-falownik,

- harmoniczne w systemie zasilającym - zarówno falowniki jak i prostowniki powodują powstawanie wyższych harmonicznych po stronie AC i DC. Przez sterowanie kątem przewodzenia tyrystorów falownik wprowadza większe odkształcenia do sieci AC i DC niż prostownik,
- zapotrzebowanie mocy po stronie AC. Dobrze jest jeśli cała energia z hamowania odzyskowego wykorzystana jest na cele trakcyjne w obwodach AC,
- zabezpieczenia przed sytuacjami, które w konwencjonalnych układach prostownikowych nie występują (niepoprawna komutacja tyrystorów oraz zwarcia po stronie DC w okresie rekuperacji, które muszą być niezwłocznie wyłączone).

Przy zastosowaniu na szlaku pociągów z możliwością rekuperacji, można spodziewać się 30% oszczędności energii na płaskim terenie. W przypadku gęstego ruchu energia hamowania odzyskowego będzie wykorzystana na trasie (przez inne pociągi). W takim przypadku moc falownika podstacyjnego jest względnie niska. Analizy podawane w literaturze potwierdzają, że ok. 10÷20% energii pochodzącej z prostowników jest ponownie przekształcana przez falowniki. W przypadku niektórych linii kolejowych (Japonia) zarejestrowano 8% efektywność.

Aktualnie produkowane są falowniki w technologii tranzystorowej o napięciu znamionowym 750 V DC firm ABB (był testowany w na podstacji tramwajowej w Łodzi, jest to niezależny moduł, który można dołączyć do zainstalowanego już falownika) i 750/1500 V DC firmy Alstom (wykonany jako zespolony prostownik/falownik).

Z kolei dla napięcia 3 kV znany jest i produkowany seryjnie jeden typ falownika dużej mocy firmy ESTEL. Wykorzystywaną w nim technologię tyrystorową można uznać za technologię poprzedniej generacji (w pozostałych oferowanych na rynku falownikach, ale na niższe napięcia stosowane są tranzystory IGBT), ale jest to jedyny znany autorom producent falowników do współpracy z systemem trakcji 3 kV DC (choć wspomniano o pewnych instalacjach w Hiszpanii czy testowanych rozwiązaniach w RPA). Brak jednak potwierdzonych w systemach kolejowych zastosowań tego urządzenia.

Perspektywą rozwojową dla lokalnych, rozproszonych źródeł energii wydaje się koncepcja 'smart gridów' (moce rozproszone do 5-10 MW) w punkcie przyłączenia podstacji trakcyjnej do zasilającej sieci elektroenergetycznej, wyposażonych w zasobniki energii jak też falowniki umożliwiające zwrot energii elektrycznej z sieci DC do AC. Pozwoliłoby to nie tylko na zwiększenie efektywności rekuperacji energii ale także poprawiło jakość dostawy, przede wszystkim stabilizując szybkie zmiany w występujących cyklach pobór-oddawanie energii przez system trakcyjny.

Oddzielnym i nieporuszonym tu zagadnieniem jest kwestia wykorzystania jako bardzo rozproszonych źródeł energii pojazdów elektrycznych przyłączonych sieci elektroenergetycznej w węzłach umożliwiających dwukierunkowy przepływ energii" zasobnik pojazdu-lokalna sieć elektroenergetyczna.

LITERATURA

- 4.1. Ekspertyza-Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika, Komitet Elektrotechniki PAN (praca zbiorowa pod red. T. Citko, A. Demenko), 2015.
- 4.2. Analiza możliwości wdrożenia systemu rekuperacji energii hamowania elektrycznych pojazdów trakcyjnych Zleceniodawca: PKP Energetyka S.A., ul. Hoża 63/67, 00-681 Warszawa Wykonawca: Zakład Trakcji Elektrycznej Instytut Maszyn Elektrycznych Politechnika Warszawska, Kierownik zespołu: A. Szelaǳ, Warszawa, 2014