



Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce



Dr inż. Andrzej Strupczewski, prof. nadzw. NCBJ

Andrzej.Strupczewski@ncbj.gov.pl

15.08.2015

Narodowe Centrum Badań Jądrowych

05-400 Świerk-Otwock

Spis treści

Streszczenie dla menadżerów	1-7
1 Założenia	1-12
1.1 Składniki kosztów wytwarzania energii	1-12
1.2 Założenia techniczne i finansowe przyjęte do analizy	1-13
1.2.1 Zasady przyjmowania stopy dyskonta w obliczeniach kosztów w całym okresie eksploatacji	1-13
1.2.2 Koszty wytwarzania energii określone dla samej elektrowni, bez uwzględnienia kosztów sieciowych	1-14
1.2.3 Nakłady inwestycyjne (<i>investment costs</i>)	1-14
1.2.4 Zakładany w projekcie okres eksploatacji (<i>lifetime</i>)	1-14
1.2.5 Okres budowy elektrowni	1-15
1.2.6 Koszty związane z kredytowaniem inwestycji EJ	1-16
1.2.7 Stopy dyskonta (<i>discount factors</i>)	1-17
1.2.8 Moc elektrowni (<i>capacity</i>)	1-18
1.2.9 Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (<i>load factor</i>)	1-19
1.2.10 Bezpośrednie nakłady inwestycyjne (<i>Overnight costs</i>)	1-19
1.2.11 Rezerwa na nieprzewidziane (<i>Contingency payments</i>)	1-20
1.2.12 Rozkład kosztów podczas budowy (<i>Construction cost profiles</i>)	1-20
1.2.13 Koszty paliwowe (<i>fuel costs</i>)	1-20
1.2.14 Koszty jądrowego cyklu paliwowego bez przerobu paliwa (<i>“once-through”</i>)	1-21
1.2.15 Cena emisji CO ₂ (<i>carbon price</i>)	1-21
1.2.16 Koszty likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania odpadów (<i>decommissioning costs and waste management costs</i>)	1-22
1.2.17 Odliczenia za wartość ciepła z elektrociepłowni (<i>heat credit</i>)	1-22
1.2.18 Koszty sieci (<i>grid level costs</i>)	1-22
1.2.19 Kursy wymiany walut (<i>exchange rates</i>)	1-23
2 Ocena kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w Polsce	2-23
2.1 Ograniczenia analizy	2-23
2.2 Przegląd nakładów inwestycyjnych potrzebnych dla różnych technologii	2-23
2.3 Uwarunkowania energetyki wiatrowej i słonecznej w Polsce	2-27
2.3.1 Współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej w wiatrakach w Polsce	2-27
2.3.2 Nakłady inwestycyjne na wiatraki	2-31
2.3.3 Koszty eksploatacyjne	2-38
2.3.4 Opłacalność małych wiatraków	2-43

2.3.5	Uśrednione w ciągu życia koszty wytwarzania energii elektrycznej LCOE dla wiatraków	2-43
2.3.6	Natężenie światła słonecznego w Polsce	2-44
2.3.7	Koszty wytwarzania energii fotowoltaicznej	2-47
2.3.8	Biomasa	2-50
2.3.9	Obcinanie subsydiów na OZE w wielu krajach -	2-52
2.4	Koszty wytwarzania energii elektrycznej uśrednione w całym cyklu życia (LCOE)	2-57
2.4.1	Stopa procentowa	2-57
2.4.2	Węgiel	2-61
2.4.3	Gaz	2-62
2.4.4	Energia jądrowa.....	2-63
2.4.5	Energia słoneczna.....	2-64
2.4.6	Wiatr.....	2-66
2.4.7	Inne OZE	2-68
2.5	Uśrednione w ciągu życia elektrowni koszty wytwarzania energii elektrycznej w samej elektrowni	2-70
2.6	Stosunek energii wytworzonej do energii użytej EROI - narzędzie do optymalizacji miksu energetycznego.....	2-72
3	Koszty współpracy systemu energetycznego z elektrowniami różnego typu	3-75
3.1	Źródła kosztów	3-75
3.2	Koszty współpracy z siecią dla OZE	3-76
3.3	Wpływ zmienności siły wiatru na system energetyczny	3-78
3.3.1	Przerwy w dostawach energii z OZE w Wielkiej Brytanii	3-79
3.3.2	Jednoczesne okresy ciszy na dużych obszarach.....	3-81
3.3.3	Możliwości magazynowania energii produkowanej przez OZE.....	3-82
3.3.3.1	Magazynowanie energii z OZE w układach akumulatorowych.....	3-82
3.3.3.2	Magazynowanie energii wiatru i słońca w Niemczech	3-84
3.3.3.3	Możliwości magazynowania energii w elektrowniach pompowo-szczytowych w Polsce.....	3-85
3.4	Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym	3-87
4	Koszty zewnętrzne	4-87
4.1	Szkodliwe oddziaływania na środowisko w cyklu życia dla różnych źródeł energii	4-87
4.2	Metoda oceny kosztów zewnętrznych.....	4-90

4.3	Ocena wartości utraty zdrowia powodowanej przez zanieczyszczenia atmosfery	4-91
4.4	Gazy cieplarniane	4-93
4.5	Koszty zewnętrzne na jednostkę wytwarzanej energii	4-93
4.6	Koszty zewnętrzne dla odnawialnych źródeł energii	4-95
4.7	Koszty zewnętrzne przy wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku.....	4-96
4.7.1	Założenia	4-96
4.7.2	Wielkości emisji zanieczyszczeń w Polsce w 2013 r. i przewidywane koszty zewnętrzne w przypadku utrzymania stanu obecnego (BAU) w 2020 roku...	4-96
4.8	Koszty zewnętrzne w przypadku energii jądrowej.....	4-98
4.8.1	Koszty zewnętrzne powodowane pracą reaktora jądrowego	4-98
4.8.2	Koszty zewnętrzne w innych etapach cyklu paliwowego	4-101
4.8.3	Łączne koszty zewnętrzne związane z energetyką jądrową.....	4-102
4.8.4	Koszty zewnętrzne dla źródeł OZE w Polsce	4-103
5	Podsumowanie kosztów wytwarzania energii w samej elektrowni, kosztów systemu i kosztów zewnętrznych	5-103

Spis tabel

Tabela 1.1 Projektowy czas życia elektrowni

Tabela 1.2 Czas budowy elektrowni różnego typu

Tabela 1.3 Bilans czasu pracy i przestojów (dni) bloków energetycznych elektrowni ciepłych zawodowych w Polsce w 2013 r. wg ARE

Tabela 1.4 Ceny paliw organicznych

Tabela 1.5 Kursy wymiany na USD narodowych walut krajów OECD (średnie w 2013 r.)

Tabela 2.1 Bezpośrednie nakłady inwestycyjne dla różnych technologii na jednostkę mocy szczytowej

Tabela 2.2 Bezpośrednie i całkowite nakłady inwestycyjne dla elektrowni jądrowych

Tabela 2.3 Nakłady inwestycyjne dla technologii słonecznych

Tabela 2.4 Nakłady inwestycyjne dla elektrowni wiatrowych

Tabela 2.5 Moc turbiny wiatrowej o mocy nominalnej (szczytowej) 2500 kW

Tablica 2.6: Nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na lądzie w USD₂₀₁₀/kW

Tabela 2.7 Koszty eksploatacyjne dla farm wiatrowych na lądzie. USD/MWh lub USD/kWrok

Tabela 2.8 Średnie współczynniki obciążenia wg lat dla rejonów o silnym wietrze (%)

Tabela 1.9 Możliwości pozyskania energii słonecznej dla różnych miast w Polsce i Europie z panelu fotowoltaicznego o mocy zainstalowanej 1 kWp wykonanego w technologii krzemu krystalicznego

Tabela 2.10 Koszty systemu fotowoltaicznego

Tabela 2.11 Nakłady inwestycyjne na źródła energii elektrycznej.

Tabela 2.12: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni węglowych

Tabela 2.13: Nakłady inwestycyjne na elektrownie gazowe

Tabela 2.14: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni jądrowych

Tabela 2.15: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni słonecznych

Tabela 2.16 Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych

Tabela 2.17 Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z innych OZE

Tabela 1.1 Łączny czas, gdy wiatraki w Wielkiej Brytanii pracowały na różnych poziomach mocy

Tabela 3.2 Charakterystyka systemów przechowywania energii z OZE

Tabela 1.3 Możliwości magazynowania energii w polskich elektrowniach szczytowo-pompowych

Tabela 3.4 Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym w Niemczech, USD/MWh

Tabela 4.1. Szkodliwe substancje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ich skutki uwzględnione w projekcie ExternE

Tabela 4.2. Podstawowe kroki metody ścieżki oddziaływań

Tabela 4.3 Podstawowe funkcje E-R oraz jednostkowe koszty skutków zdrowotnych

Tabela 4.4: Zalecane w projekcie NEEDS krańcowe koszty zewnętrzne gazów cieplarnianych

Tabela 4.5. Uśrednione koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza dla krajowych elektrowni ciepłych w latach 2007-2008

Tabela 4.6. Jednostkowe koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w energetyce zawodowej w Polsce w 2007 i 2008 r. wg rodzaju obiektu i zanieczyszczeń

Tabela 4.7 Koszty emisji gazów cieplarnianych wg projektu CASES

Tabela 4.8 Koszty zewnętrzne dla elektrowni OZE

Tabela 4.9: Jednostkowe i całkowite w Polsce koszty szkód powodowanych przez zanieczyszczenia powietrza mierzone w €2000

Tabela 4.10: Jednostkowe i całkowite w Polsce koszty szkód powodowanych przez zanieczyszczenia powietrza mierzone w €2000

Tabela 4.11. Współczynniki przeliczeniowe emisja/dawka (manSv/PBq) dla przeliczenia emisji powodowanych wytwarzaniem energii (Bq/kWh) na dawki kolektywne (manSv/kWh)

Tabela 4.12. Współczynniki ryzyka i wartości monetarne strat zdrowia powodowanych przez emisje radionuklidów

Tabela 4.13. Podsumowanie danych technicznych dla EJ odniesienia EPR

Tabela 4.14 Koszty zewnętrzne dla reaktora EPR

Tabela 4.15. Znormalizowane dawki kolektywne dla społeczeństwa powodowane przez radionuklidy w jądrowym cyklu paliwowym i odpowiednie koszty zewnętrzne

Tabela 5.1 Podsumowujące zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej USD/MWh

Spis rysunków

Rys. S1 Nakłady inwestycyjne na MWh energii elektrycznej wytworzonej w okresie użytecznej pracy danego źródła energii.

Rys. S2 Suma kosztów ponoszonych przez społeczeństwo przy wytwarzaniu energii elektrycznej z różnych źródeł.

Rys.1.1 Wpływ doświadczenia na redukcję czasu budowy bloku z reaktorem PWR.

Rys. 1.2 Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni jądrowych przyjęty przez ARE

Rys. 2.1 Załamanie produkcji z OZE, Niemcy, grudzień 2014

Rys. 2.2 Mapa wiatrowa Polski.

Rys. 2.3 Średni roczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej wiatraków w Niemczech

Rys. 2.4 Sumaryczna generacja źródeł wiatrowych w Polsce w okresie 26.05.-08.06.2012 r.

Rys. 2.5 Nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe na lądzie

Rys. 2.6 Zmiany nakładów inwestycyjnych na wiatraki na lądzie budowane w USA w latach 1982-2011

Rys. 2.7 Nakłady inwestycyjne na wiatraki na lądzie w 2002 roku.

Rys. 2.8 Nakłady inwestycyjne podawane przez OECD w 2005 roku.

Rys. 2.9 Koszty eksploatacyjne wraz z kosztami paliwa i remontów dla różnych źródeł energii w USA

Rys. 2.10 Rozkład średniorocznego nasłonecznienia na terenie Polski

Rys. 2.11 Liczba dni pochmurnych w Polsce

Rys. 2.12 Zakres nakładów inwestycyjnych na instalacje spalania biomasy

Rys. 2.13 Energia wyprodukowana w okresie eksploatacji źródła energii, przypadająca na jednostkę mocy źródła, MWh/kWe

Rys. 2.14 Uśrednione w ciągu życia elektrowni koszty wytwarzania energii elektrycznej w UK, stopa procentowa – 7%

Rys. 2.15 Koszty wewnętrzne dla samych elektrowni wg ocen ARE

Rys. 2.16 Stosunek energii wytworzonej do energii użytej EROI dla różnych źródeł energii

Rys. 3.1 Zmiany mocy wiatraków w sieci E-ON Niemcy od 6024 MW do 40MW

Rys. 3.2 Udział energii wiatrowej wykorzystywany w sieci energetycznej

Rys. 3.3 Jeden z wielu przykładów gwałtownych zmian mocy wiatraków w skali całego kraju, w tym przypadku całej Wielkiej Brytanii

Rys. 3.4 Rzeczywista moc turbin wiatrowych w Wielkiej Brytanii w dniu 21 grudnia 2010 r. – gdy było zimno i energia była naprawdę potrzebna

Rys. 3.5 Przebieg zmian mocy wiatraków w Wielkiej Brytanii (UK model) i w Niemczech (E.ON Netz) wykazuje, że wzrost i spadki mocy od 100% do 10% i od 85% do 0% występują jednocześnie w obu obszarach

Rys. 3.6 Moc elektrowni systemowych i wiatrowych w Niemczech w listopadzie 2011.

Rys. 5.1 Nakłady inwestycyjne na MWh energii elektrycznej wytworzonej w czasie życia źródła. USD/MWh

Rys. 5.2 Uśrednione w okresie eksploatacji koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł.

Streszczenie dla menadżerów

Niniejsza ocena ma na celu określenie, które źródła energii są najbardziej korzystne z punktu widzenia całkowitych kosztów, jakie musi pokryć społeczeństwo danego kraju w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej. Dlatego w analizie nie można ograniczyć się do kosztu wytwarzania energii elektrycznej w danym źródle energii, który zawarty jest w cenie energii sprzedawanej przez właściciela elektrowni i dostarczanej w określonym punkcie przyłączenia tego źródła do sieci przesyłowej lub rozdzielczej.

Należy także uwzględnić koszty, jakie musi ponosić Krajowy System Energetyczny KSE, by zapewnić ciągle niezawodne zasilanie odbiorców pomimo wahań mocy pojedynczych elektrowni, ich wyłączeń planowych i nieplanowych, a także zaników produkcji energii elektrycznej w Odnawialnych Źródłach Energii (OZE), szczególnie w nocy, gdy ustaje generacja prądu z ogniw fotowoltaicznych (PV) i w okresach zaniku wiatru, gdy nie pracują farmy wiatrowe na lądzie i na morzu. Koszty te ponoszą wszyscy odbiorcy energii elektrycznej, a znaczącą ich część stanowią opłaty na utrzymanie dyspozycyjności i dobrego stanu technicznego sieci i na współpracę sieci z OZE. Obejmują one między innymi rozbudowę linii przesyłowych. Sieci przesyłowe zawsze muszą być projektowane na moce maksymalne niezależnie od rodzaju źródeł do nich podłączonych. Nieregularność pracy OZE powoduje znaczne rozsuniecie pomiędzy mocą średnią a maksymalną, co nie jest obserwowane w przypadku elektrowni systemowych, to jest węglowych, gazowych lub jądrowych. W efekcie linia przesyłowa jest budowana tak, by przenosiła moc maksymalną OZE, większą od 5 razy (wiatr na lądzie) do 10 razy (panele PV) od mocy średniej w ciągu roku.

Potrzebne jest także utrzymywanie w systemie energetycznym rezerwy wirującej to jest elektrowni pracujących z częściowym obciążeniem, bądź elektrowni nie produkujących energii pozostających w rezerwie stojącej. W razie zaniku produkcji z OZE będą one włączane na częściową lub pełną moc, a w razie warunków pogodowych korzystnych dla OZE będą pracowały z częściowym obciążeniem lub będą wyłączane. Oznacza to znaczne koszty inwestycyjne na zbudowanie tych elektrowni rezerwowych, a także obniżenie sprawności elektrowni systemowych w okresach, gdy pracują na mocy częściowej. Wzrost udziału źródeł OZE w KSE wymaga utrzymywania odpowiednio dużych operatywnych rezerw mocy – zarówno wirujących jak i stojących, aby zapewnić pokrycie luki w wytwarzaniu energii w razie zaniku wiatru lub braku słońca. Analizy międzynarodowe wykazały, że przy znaczącej penetracji OZE koszty współpracy OZE z siecią są duże.

Trzecim składnikiem kosztów są koszty zewnętrzne, to jest koszty, których nie pokrywa właściciel elektrowni ani operator systemu elektroenergetycznego, a ponosi je całe społeczeństwo na skutek strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, niszczenia materiałów i budowli, utraty walorów widokowych i ciszy. Koszty zewnętrzne powodowane są przez działania we wszystkich etapach cyklu życia elektrowni, od wydobycia z ziemi materiałów potrzebnych do jej budowy i produkcji paliwa aż do likwidacji elektrowni i unieszkodliwienia jej odpadów. Koszty zewnętrzne to głównie koszty z powodu emisji zanieczyszczeń chemicznych i promieniotwórczych, ale także z powodu chorób i wypadków górników, kolejarzy przewożących urządzenia elektrowni i jej paliwo oraz personelu elektrowni.

W przypadku elektrowni jądrowej oznacza to uwzględnienie zanieczyszczenia środowiska i wypadków przy wydobywaniu uranu, przy wzbogacaniu uranu, przy produkcji urządzeń i produkcji paliwa jądrowego, przy budowie elektrowni, transporcie paliwa do elektrowni,

podczas pracy i okresów remontowych w elektrowni, oraz w toku unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych i likwidacji elektrowni tak by przywrócić stan środowiska taki, jaki był przed zbudowaniem elektrowni. Z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych zasadniczą sprawą jest fakt, że podczas pracy elektrowni jądrowych nie zachodzi spalanie węgla i emisje są bliskie zeru, bo pochodzą tylko z jądrowego cyklu paliwowego poza elektrownią oraz okresowych prób awaryjnych generatorów dieslowskich w elektrowni. Podobnie w przypadku OZE koszty zewnętrzne są skutkiem procesów produkcji np. paneli słonecznych i ich likwidacji, bo w czasie samej pracy paneli żadnych emisji nie ma.

Jasne jest, że dla dobra społeczeństwa suma wszystkich kosztów powinna być jak najmniejsza. Dlatego w raporcie omówiono te trzy rodzaje kosztów.

Przy ocenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w samych elektrowniach uwzględniono cały cykl życia elektrowni, od wydobywania potrzebnych dla jej zbudowania materiałów i paliw do likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania jej odpadów. Założenia odnośnie kosztów poszczególnych etapów prac przyjęto zgodnie z ustaleniami komitetu OECD do spraw ocen ekonomicznych energetyki, a w punktach, gdzie występowały wątpliwości co do doboru danych dla Polski, przyjmowano założenia korzystne dla odnawialnych źródeł energii (OZE). Dotyczy to szczególnie biomasy, której produkcja w Polsce może stać się istotnym czynnikiem w rozwoju OZE w Polsce.

Nie można jednak przyjmować dla energii wiatrowej w Polsce założeń pasujących do zachodnich wybrzeży Irlandii i Szkocji, gdzie wieją silne stałe wiatry znad Atlantyku, ani dla energii słonecznej założeń pasujących do słonecznej Hiszpanii. W warunkach polskich średnie w ciągu roku moce elektrowni wiatrowych są 4-5 razy mniejsze od mocy szczytowej (zainstalowanej) a w przypadku paneli fotowoltaicznych 10-krotnie mniejsze. Kierowanie się wielkością nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy szczytowej byłoby poważnym błędem. Dlatego w raporcie przedstawiono nakłady inwestycyjne na jednostkę mocy średniej w ciągu roku uzyskiwanej z różnych źródeł energii i odpowiednie koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w samej elektrowni w całym cyklu życia.

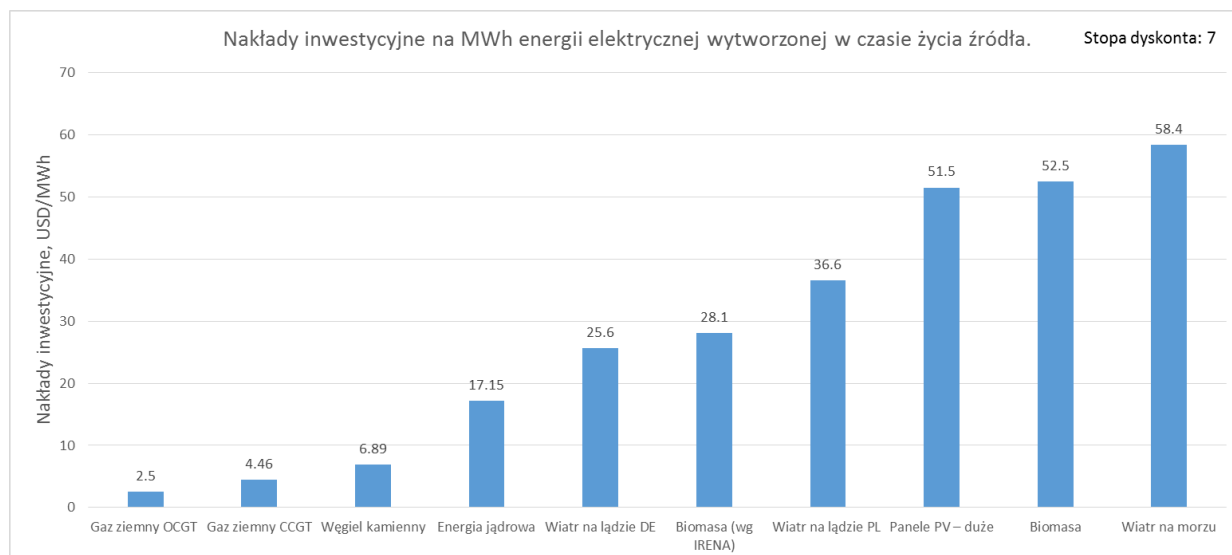
W przypadku wiatru na lądzie, podane są dwa zestawy danych, mianowicie dla warunków w Niemczech na wybrzeżach morskich i dla Polski w typowych rejonach o warunkach wiatrowych uznawanych za korzystne dla OZE. Oszacowanie niemieckie oparte jest na współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej 34%. Taki współczynnik jest osiągalny w wybranych rejonach Niemiec, ale nie dla przeciętnych wiatraków w tym kraju. Średni współczynnik dla Niemiec to 19%, przyjęcie 34% oznacza wartości w lokalizacjach maksymalnie korzystnych dla wiatru na lądzie. Dla Polski w korzystnych rejonach współczynnik ten może sięgać 24%. Dlatego dla wiatru na lądzie podajemy dwie oceny - dla 34% i dla Polski 24%. Dla energii słonecznej w Polsce przyjęto współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej średnio w ciągu roku równy 12%. Dla elektrowni systemowych – węglowych, gazowych i jądrowych przyjęto 85%.

Przy określaniu nakładów inwestycyjnych przypadających na jednostkę energii elektrycznej produkowanej przez dane źródło energii w ciągu życia przyjęto czasy użytecznej pracy dla instalacji OZE równe 25 lat, dla gazu 30 lat., dla węgla 40 lat, dla elektrowni jądrowych 60 lat i dla hydroelektrowni 80 lat. Czas budowy elektrowni jądrowej przyjęto 7 lat, stopę procentową 7% a łączne nakłady inwestycyjne dla elektrowni jądrowej 6714 USD/kW, dla węgla kamiennego 2054 USD/kW, dla wiatru na lądzie 1905 USD/kW(p), dla paneli słonecznych 1241 USD/kW(p) i dla wiatru na morzu 6137 USD/kW(p).

Wobec tego, że ilości energii produkowanej w ciągu życia przez elektrownie różnego typu są bardzo różne, mylące byłoby podawanie wielkości nakładów inwestycyjnych na jednostkę mocy szczytowej, jaką dane źródło może czasami osiągnąć. Dla systemu energetycznego

ważna jest moc, na jaką można liczyć w czasie, gdy jest ona potrzebna. Stąd koncepcja tworzenia rynku mocy, obecnie dyskutowana przez energetyków.

Wobec tego, że zasady ocen ekonomicznych wartości różnych źródeł w rynku mocy nie zostały jeszcze uzgodnione, warto zdać sobie sprawę z wielkości nakładów inwestycyjnych na jednostkę energii produkowanej w całym cyklu życiowym danego źródła energii. Wartości te przedstawia rysunek poniżej.



Rys. S1 Nakłady inwestycyjne na MWh energii elektrycznej wytworzonej w okresie użytecznej pracy danego źródła energii.

Nakłady przedstawione na rys. S1 odnoszą się tylko do samego źródła energii i nie uwzględniają kosztów systemowych ani kosztów zewnętrznych powodowanych przez straty zdrowia i zniszczenie środowiska.

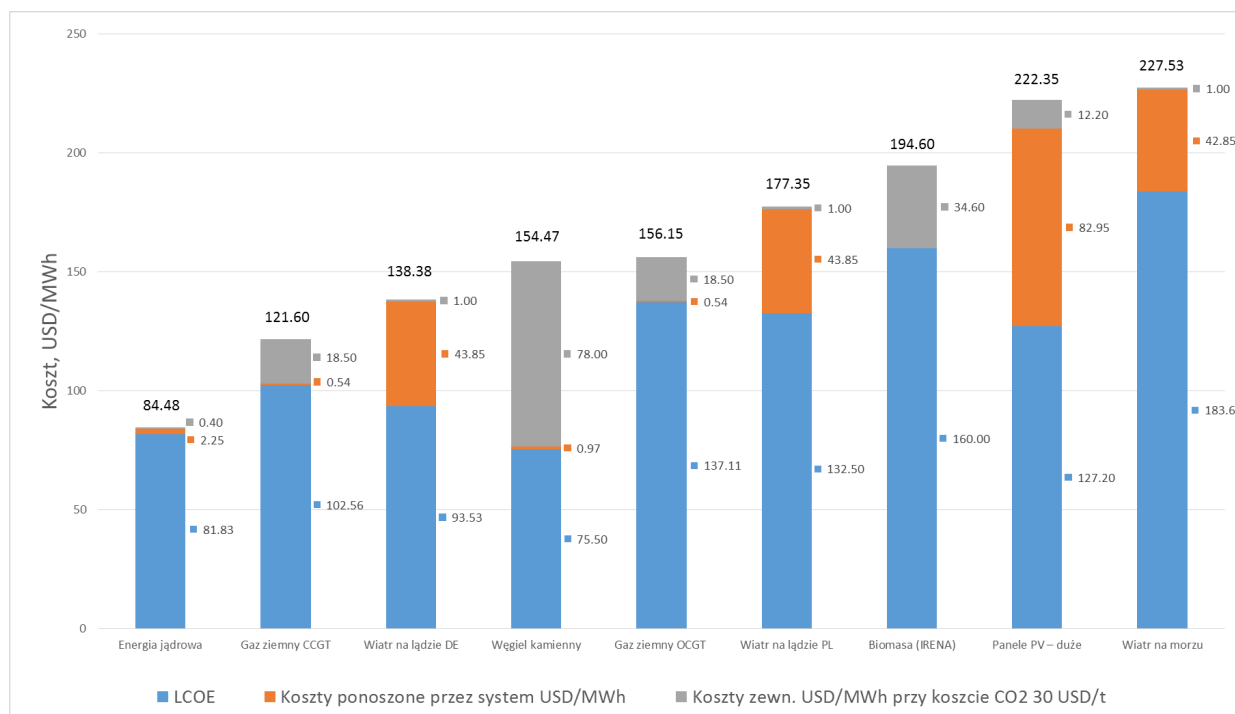
Wobec konieczności zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej pomimo możliwych awarii elektrowni i pomimo nieregularnych dostaw energii z instalacji OZE, system energetyczny musi dysponować odpowiednimi elektrowniami rezerwowymi, które można uruchomić, lub których moc można zwiększyć zgodnie z potrzebami systemu energetycznego.

Przykłady z sąsiednich Niemiec, które w praktyce przekonały się o zmienności wiatru wykazują, że kilkudniowe okresy ciszy wiatrowej są normalnym zjawiskiem w ciągu roku i system energetyczny musi dysponować odpowiednim zasobem źródeł rezerwowych. Raport omawia wynikające stąd konsekwencje, określa możliwości magazynowania energii w elektrowniach pompowo/szczytowych w Polsce i wykazuje, że rezerwy te po upływie kilku godzin zostaną kompletnie wyczerpane. W oparciu o dane z praktyki niemieckiej oceniono wynikające stąd koszty dla systemu elektroenergetycznego. Koszty te występują dla wszystkich źródeł energii, ale dla elektrowni systemowych (węglowe, gazowe, jądrowe) są one małe, około 1 euro/MWh, natomiast dla OZE są one wysokie, około 32 euro/MWh dla wiatru i około 60 euro /MWh dla paneli fotowoltaicznych. Pomijanie tych kosztów jest więc błędem, bo daje nieprawdziwy obraz kosztów płaconych przez społeczeństwo.

Trzecim źródłem kosztów są koszty zewnętrzne. W raporcie wykorzystano dorobek 15 lat pracy zespołów Unii Europejskiej, które w programach ExternE i NEEDS określiły typowe wielkości emisji zanieczyszczeń z różnych instalacji energetycznych, ich drogi i zasięg rozchodzenia się w atmosferze, drogi przenikania do organizmu człowieka i skutki

zdrowotne, a na koniec gotowość społeczeństwa do ponoszenia kosztów w celu wykluczenia tych zagrożeń. W analizie wykorzystano wyniki ocen skutków emisji w zależności od położenia miejsca emisji opracowane w programie NEEDS. Koszty emisji CO₂ obliczono przyjmując koszt emisji 30 USD/t CO₂, a koszty zanieczyszczeń dwutlenkiem siarki, tlenkiem azotu, pyłami i rtęcią przyjmowano zgodnie z wynikami określonymi dla Polski w programie NEEDS prowadzonym przez Unię Europejską.

Suma kosztów ponoszonych przez społeczeństwo jest przedstawiona na rysunku poniżej.



Rys. S2 Suma kosztów ponoszonych przez społeczeństwo przy wytwarzaniu energii elektrycznej z różnych źródeł.

1 ZAŁOŻENIA

1.1 Składniki kosztów wytwarzania energii.

Niniejsza ocena ma na celu określenie, które źródła energii są najbardziej korzystne z punktu widzenia całkowitych kosztów, jakie musi pokryć społeczeństwo danego kraju w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej. Dlatego w analizie nie można ograniczyć się do kosztu wytwarzania energii elektrycznej w danym źródle energii, który zawarty jest w cenie energii sprzedawanej przez właściciela elektrowni i dostarczanej w określonym punkcie przyłączenia tego źródła do sieci przesyłowej lub rozdzielczej.

Należy także uwzględnić koszty, jakie musi ponosić Krajowy System Energetyczny KSE¹, by zapewnić ciągle niezawodne zasilanie odbiorców pomimo wahań mocy pojedynczych elektrowni, ich wyłączeń planowych i nieplanowych, a także zaników produkcji energii elektrycznej w Odnawialnych Źródłach Energii (OZE), szczególnie w nocy, gdy ustaje generacja prądu z ogniw fotowoltaicznych (PV) i w okresach zaniku wiatru, gdy nie pracują farmy wiatrowe na lądzie i na morzu. Koszty te ponoszą wszyscy odbiorcy energii elektrycznej, a znaczącą ich część stanowią opłaty na utrzymanie dyspozycyjności i dobrego stanu technicznego sieci i na współpracę sieci z OZE. Obejmują one między innymi rozbudowę linii przesyłowych. Sieci przesyłowe zawsze muszą być projektowane na moce maksymalne niezależnie od rodzaju źródeł do nich podłączonych. Nieregularność pracy OZE powoduje znaczne rozsuniecie pomiędzy mocą średnią a maksymalną, co nie jest obserwowane w przypadku elektrowni systemowych, to jest węglowych, gazowych lub jądrowych. W efekcie linia przesyłowa jest budowana tak, by przenosiła moc maksymalną OZE, większą od 5 razy (wiatr na lądzie) do 10 razy (panele PV) od mocy średniej w ciągu roku.

Potrzebne jest także utrzymywanie w systemie energetycznym rezerwy wirującej (ang. *spinning reserve*) to jest elektrowni pracujących z częściowym obciążeniem, bądź elektrowni nie produkujących energii pozostających w rezerwie stojącej². W razie zaniku produkcji z OZE będą one włączane na częściową lub pełną moc, a w razie warunków pogodowych korzystnych dla OZE będą pracowały z częściowym obciążeniem lub będą wyłączane. Oznacza to znaczne koszty inwestycyjne na zbudowanie tych elektrowni a także obniżenie ich sprawności w okresach, gdy pracują na mocy częściowej. Rezerwa wirująca jest wykorzystywana do utrzymania/stabilizowania częstotliwości w sieci elektroenergetycznej – w systemie automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej (ARCM). Wzrost udziału źródeł OZE w KSE wymaga utrzymywania odpowiednio dużych operatywnych rezerw mocy – zarówno wirujących jak i stojących, aby zapewnić pokrycie luki w wytwarzaniu energii w

¹ Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) – zbiór urządzeń przeznaczony do wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, połączonych ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany.

² Bloki cieplne zsynchronizowane z SEE nie mogą pracować całkowicie bez obciążenia - ciągle mogą pracować na poziomie co najmniej minimum technicznego (poziom ten zależy od technologii bloku energetycznego). Po synchronizacji obciążane są od razu powyżej potrzeb własnych i następnie następuje nabór mocy (w tempie określonym dla danej technologii). Czas pracy bloku "z zaniżeniem" (tj. poniżej minimum technicznego) jest natomiast limitowany

razie zaniku wiatru lub braku słońca. Analizy międzynarodowe wykazały, że przy znaczącej penetracji OZE koszty współpracy OZE z siecią są duże.³

Trzecim składnikiem kosztów są koszty zewnętrzne, to jest koszty, których nie pokrywa właściciel elektrowni ani operator systemu elektroenergetycznego, a ponosi je całe społeczeństwo na skutek strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, niszczenia materiałów i budowli, utraty walorów widokowych i ciszy. Koszty zewnętrzne powodowane są przez działania we wszystkich etapach cyklu życia elektrowni, od wydobywania z ziemi materiałów potrzebnych do jej budowy i produkcji paliwa aż do likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania jej odpadów. Koszty zewnętrzne to głównie koszty z powodu emisji zanieczyszczeń chemicznych i promieniotwórczych, ale także z powodu chorób i wypadków górników, kolejarzy przewożących urządzenia elektrowni i jej paliwo oraz personelu elektrowni. W przypadku elektrowni jądrowej oznacza to uwzględnienie zanieczyszczenia środowiska i wypadków przy wydobywaniu uranu, przy wzbogacaniu uranu, przy produkcji urządzeń i paliwa jądrowego, przy budowie elektrowni, transporcie paliwa do elektrowni, podczas pracy i okresów remontowych w elektrowni, oraz w toku unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych i likwidacji elektrowni tak by przywrócić stan środowiska taki, jaki był przed zbudowaniem elektrowni. Z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych zasadniczą sprawą jest fakt, że podczas pracy elektrowni jądrowych nie zachodzi spalanie węgla i emisje są bliskie zeru, bo pochodzą tylko z jądrowego cyklu paliwowego poza elektrownią oraz okresowych prób awaryjnych generatorów dieslowskich w elektrowni. Podobnie w przypadku OZE koszty zewnętrzne są skutkiem procesów produkcji np. paneli słonecznych i ich likwidacji, bo w czasie samej pracy paneli żadnych emisji nie ma.

Jasne jest, że dla dobra społeczeństwa suma wszystkich kosztów powinna być jak najmniejsza. Dlatego w następnych trzech rozdziałach omówimy kolejno te trzy rodzaje kosztów, w rozdziale 2 koszty wytwarzania energii w samej elektrowni, w rozdziale 3 koszty współpracy z siecią, a w rozdziale 4 koszty zewnętrzne. W rozdziale 5 przedstawimy wnioski odnośnie opłacalności różnych źródeł energii w warunkach polskich.

1.2 Założenia techniczne i finansowe przyjęte do analizy

1.2.1 Zasady przyjmowania stopy dyskonta w obliczeniach kosztów w całym okresie eksploatacji

Obliczenie uśrednionych kosztów na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej [zł/kWh] oparto na wykorzystaniu standardu liczenia tzw. kosztu rozłożonego lub „zlinearyzowanego”, (ang. *Levelized Cost of Electricity – LCOE*). LCOE jest minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj życia jednostki).

Inna definicja LCOE mówi, że są one równe taryfie za oddaną do sieci energię elektryczną (w MWh), która zrównoważy zdyskontowane strumienie finansowe. Innymi słowy, jeśli taryfa elektryczna równa jest zdyskontowanym kosztom w ciągu całego okresu eksploatacji, to inwestor otrzyma dokładnie zwrot swoich nakładów po spłaceniu długów i zwrocie kapitału własnego przy uwzględnieniu wymaganej stopy zwrotu z kapitału i długu.

³ Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems © OECD 2012 NEA No. 7056 Nuclear Energy Agency - Organisation For Economic Co-Operation And Development

1.2.2 Koszty wytwarzania energii określone dla samej elektrowni, bez uwzględnienia kosztów sieciowych .

Właściciele elektrowni sprzedają energię na rynki. Pomiar dokonywany jest w punkcie dostawy (tzw. "fizyczny punkt pomiarowy"). Systemami pomiarowo-rozliczeniowymi zarządza operator systemu przesyłowego OSP. Koszty wytwarzania energii określone dla samej elektrowni, to – w dużym uproszczeniu - koszty przenoszone w cenie energii sprzedawanej przez właściciela elektrowni. Nie obejmują one kosztów na poziomie systemu elektroenergetycznego, to jest wpływu elektrowni na system jako całość ani kosztów zewnętrznych. Koszty przesyłu/dystrybucji, strat i usług regulacyjnych, w tym koszty utrzymania ciągłych dostaw energii elektrycznej nawet w przypadku, gdy część elektrowni nie produkuje energii z powodu np. braku wiatru lub słońca, przenoszone są na odbiorców w opłacie przesyłowej / dystrybucyjnej. Opłaty te mają składnik stały i zmienny (zależny od ilości energii pobranej z sieci).

Koszty, jakie podawane są poniżej, to koszty zbudowania i eksploatacji elektrowni niezależnie od wszelkich podatków, subsydiów i ulg. Założenia do obliczania kosztów inwestorskich dla samej elektrowni zostały uzgodnione w ramach grupy roboczej OECD opracowującej co kilka lat kolejne raporty o przewidywanych kosztach prywatnych dla nowych elektrowni różnych typów. Najnowszy raport ⁴ jest jeszcze w druku, ale autor niniejszego opracowania jako członek grupy roboczej OECD ma dostęp do odpowiednich danych i przedstawia je w niniejszym raporcie. Odwołania do tego raportu będą w skrócie oznaczane jako OECD 2015.

1.2.3 Nakłady inwestycyjne (*investment costs*)

Nakłady inwestycyjne obejmują bezpośrednie nakłady inwestycyjne (*overnight cost*), rezerwę na nieprzewidziane wydatki (*contingency*) i koszty kapitału (*financing costs*) na przykład odsetki narastające podczas budowy elektrowni (*Interest During Construction*), a także inne wydatki ponoszone przez inwestora od chwili podjęcia decyzji o budowie do uruchomienia elektrowni, np. koszty uzyskania zezwoleń. Wielkości tych składowych kosztów omówimy poniżej.

1.2.4 Zakładany w projekcie okres eksploatacji (*lifetime*)

Raport OECD 2015, o którym mowa w sekcji 1.2.2, był przygotowany przez przedstawicieli 19 krajów OECD i 3 krajów nie należących do OECD (Brazylia, Chiny, RPA) i obejmuje dane ze 182 elektrowni różnych typów zarówno już pracujących, jak i budowanych oraz projektowanych. Z pośród rozważanych technologii wyłączono elektrownie węglowe z wychwytem i składowaniem CO₂, ponieważ uznano, że ich rozwój od 2010 roku nie posunął się tak daleko, by uzasadniał włączenie ich do technologii przewidywanych na przyszłość. Projektowe okresy eksploatacji (czasy życia) dla rozważanych technologii zostały uzgodnione przez kraje uczestniczące w raporcie OECD 2015 następująco:

Tabela 1.1 Projektowy czas życia elektrowni

Elektrownie wiatrowe i słoneczne	25 lat
Elektrownie gazowo-parowe (CCGT) ⁵	30 lat

⁴ OECD-NEA: Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition OECD 2015 NEA No. 7057

⁵ opalane gazem ziemnym z kombinowanym cyklem z turbiną gazową

Elektrownie węglowe i geotermalne	40 lat
Elektrownie jądrowe	60 lat
Hydroelektrownie	80 lat

Doświadczenia z krajów, gdzie już pracują elektrownie wiatrowe wskazują na krótsze czasy życia wiatraków⁶, ale przyjęto 25 lat w oparciu o twierdzenia o stałym doskonaleniu konstrukcji wiatrowych. Okres życia 60 lat jest już obecnie gwarantowany przez dostawców elektrowni jądrowych z reaktorami III generacji, a przewiduje się okresy użytecznej pracy dłuższe, np. wg American Physical Society przez 80 lat.⁷

1.2.5 Okres budowy elektrowni

Referencyjne okresy czasu budowy uzgodnione przez grupę roboczą OECD podane są w tabeli 1.2. Jako czas budowy elektrowni jądrowej przyjmuje się czas od rozpoczęcia wylewania betonu pod fundamenty elektrowni do chwili rozpoczęcia pracy w sieci energetycznej. Oczywiście przed rozpoczęciem prac betonarskich potrzeba szereg lat na przygotowanie przetargu na dostawę elektrowni, ocenę ofert, wykonanie i ocenę raportu bezpieczeństwa i prace przygotowawcze w miejscu budowy, ale te działania pociągają za sobą stosunkowo małe koszty. Dla oceny aspektów finansowych liczy się czas budowy i montażu urządzeń elektrowni.

Tabela 1.2 Czas budowy elektrowni różnego typu

OZE poza elektrowniami wodnymi:	1 rok
Elektrownie opalane gazem ziemnym:	2 lata
Elektrownie węglowe	4 lata
Elektrownie jądrowe:	7 lata

Warto tu zauważyć, że przyjęty dla elektrowni jądrowych czas 7 lat jest wynikiem oceny pesymistycznej. W rzeczywistości czasy budowy reaktorów ABWR w Japonii wynosiły w końcu XX wieku 4 lata⁸, a obecne budowy reaktorów AP1000 w USA⁹, EPR w Chinach¹⁰ i WWER w szeregu krajów¹¹ są znacznie krótsze od 7 lat. Tylko prototypowe bloki EPR w Finlandii i we Francji budowane są długo, ale w Polsce budowane będą reaktory już sprawdzone i oparte na rozwiązaniach pracujących w innych krajach.

⁶ <http://www.thewatchaccessory.com/article/692114639/facts-about-the-savings-of-fossil-fuel-by-wind-turbines-in-the-netherlands/>

⁷ <http://spectrum.ieee.org/energywise/energy/nuclear/aps-argues-to-extend-lifespan-of-nuclear-reactors-to-80-years>

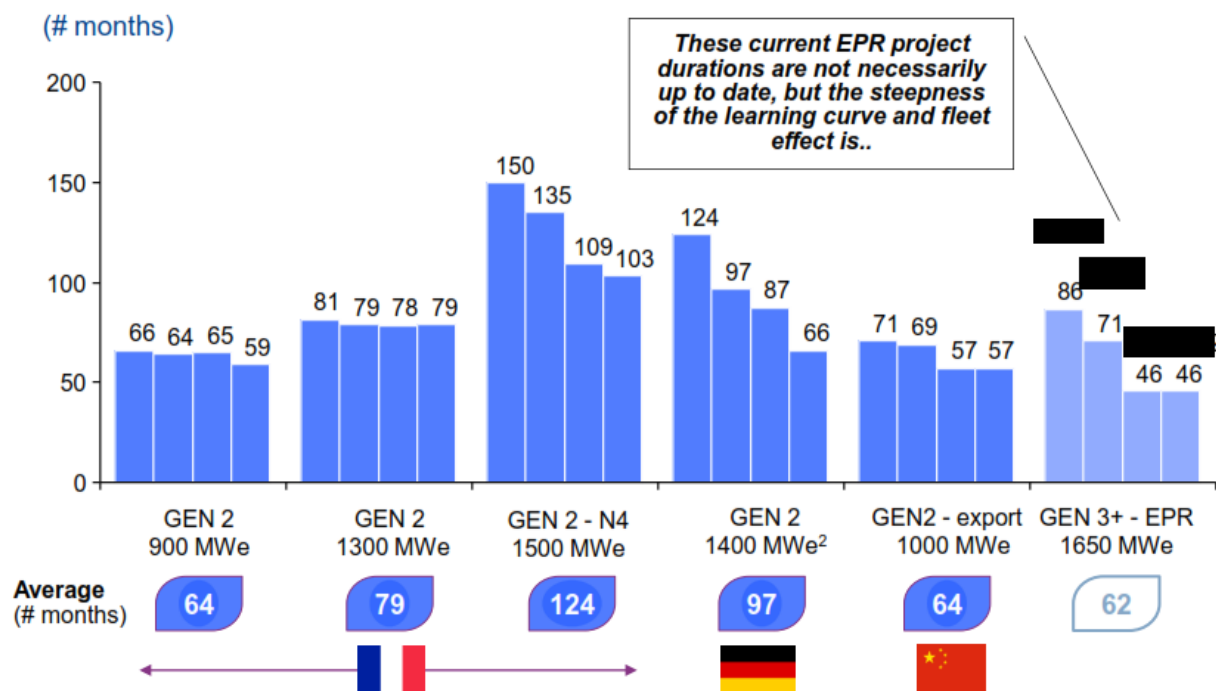
⁸ Toshiba US--ABWR and EU—ABWR Design, Safety Technology, Operability Features and their Current Deployment, 5 July 2011, PAD-2011-000008rev.1

⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/Virgil_C._Summer_Nuclear_Generating_Station#Units_2_and_3

¹⁰ UPDATE 2-EDF SAYS FIRST TAISHAN NUCLEAR PLANT TO BE READY END 2015, 29 JANUARY 2015, <http://www.reuters.com/article/2015/01/29/china-france-nuclear-idUSL4N0V86A320150129>

¹¹ http://www.rosatom.ru/en/areas_of_activity/npp_design_engineering_construction/npps_under_construction_in_foreign_countries/

Jak widać z rys. 1.1. ilustrującego doświadczenie francuskie, czasy budowy reaktorów nowego typu skracają się wyraźnie w miarę nabywania doświadczenia.



Rys.1.1 Wpływ doświadczenia na redukcję czasu budowy bloku z reaktorem PWR.¹²

Czasy budowy w Polsce będą więc krótsze niż 7 lat i odpowiednie koszty oprocentowania kredytu będą niższe. W niniejszym opracowaniu przyjmujemy jednak 7 lat zgodnie z ostrożnymi założeniami zastosowanymi przez grupę roboczą OECD ds. ocen ekonomicznych energetyki.¹³

1.2.6 Koszty związane z kredytowaniem inwestycji EJ

Stopa oprocentowania jako średni dla przedsiębiorstw energetycznych realny koszt kapitału (WACC) zależy od generalnych warunków finansowania inwestycji infrastrukturalnych i konkurencji na rynku finansowym.

W raporcie OECD 2015 koszty wytwarzania energii elektrycznej uśrednione na cały okres eksploatacji określono dla wszystkich rodzajów technologii dla stopy oprocentowania pożyczki bankowej na EJ wynoszącej 3%, 7% i 10%. Stopa 3% odpowiada w przybliżeniu “społecznemu kosztowi” kapitału, stopa 7% odpowiada stopie na rynku nieregulowanym a stopa dyskonta 10% odpowiada inwestowaniu w przedsięwzięcia o wysokim ryzyku.

Przyjęcie stopy 7% jest założeniem realnym w przypadku energetyki jądrowej. W przypadku budowy elektrowni jądrowej, od banku kraju dostarczającego reaktor można uzyskać pożyczkę w wysokości do 85% wartości kontraktu z tym krajem plus pożyczkę na zakupy krajowe w kraju inwestora w wysokości do 30% wartości kontraktu eksportowego (OECD 2008, str. 7). Oprocentowanie pożyczki bankowej na EJ zwane SCiRR to CIRR (Commercial Interest Reference Rates – ustalone przez OECD)¹⁴ plus 75 punktów bazowych ponad CIRR.

¹² <http://www.diva.eng.cam.ac.uk/mphil-in-nuclear-energy/external-lectures/2011-12-lectures/cambridge-lecture-areva-robert-davies.pdf>

¹³ OECD-NEA: Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition OECD 2015 NEA No. 7057

¹⁴ <http://www.oecd.org/tad/xcred/nuclear-en.pdf>

Str 38. Dla kontraktów w Euro, przy pożyczkach na 18 lat, stopa procentowa wynosi 2,26% rocznie. SCIRR = 3,01%/rok. Kredytobiorca musi ponadto zapłacić ubezpieczenie pożyczki by pokryć ryzyko, że będzie niewypłacalny. Wysokość ubezpieczenia (Minimum Premium Rates - MPRs) zależy od kategorii ryzyka, do której OECD zalicza dany kraj¹⁵. Polska ma kategorię 2 w skali od 0 (najlepsza) do 8 (najgorsza). Wartość MPR – płacona jednorazowa wynosi około 3,3 % wartości pożyczki.

Wartość MPR obliczana jest ze wzoru:

- $MPR = (a * HOR + b) * (PC/0.95) * QPF * (1-MEF) * BRF$, (procent)
- dla Polski $a = 0.225$, $b = 0.35$ (wg Country Risk Category)

Poniżej podajemy wartości orientacyjne, w praktyce mogą być nieco inne

- $HOR = 6 \text{ lat budowy} \times 0,5 + \text{okres spłaty pożyczki } 18 \text{ lat} = 21$
- PC udział pożyczki w wartości kontraktu równy około 0,85
- QPF to współczynnik określający jakość produktu 1,0035 (ponad przeciętna)
- MEF to współczynnik ograniczenia ryzyka dla danego kraju (*risk mitigation/exclusion factor*) równy dla Polski 0,2
- BRF współczynnik pokrycia ryzyka kupującego (*buyer risk cover factor*) = 0.9

Stąd $MPR = 3,28 \%$ (wartość orientacyjna).

Ubezpieczenie pożyczki, płacone raz, wynosi około 3,5-4%.

Maksymalna długość okresu spłaty to 18 lat po uruchomieniu EJ.

Po rozłożeniu opłat jednorazowych na 18 lat spłaty kapitału bankowego widać, że oprocentowanie kapitału pożyczonego z banku jest poniżej 4%, a jego udział wynosi 85% kontraktu. Tak korzystne warunki ustalono dla EJ ze względu na ich znaczenie. W praktyce oznacza to poparcie finansowe ze strony krajów eksportujących EJ, dozwolone wg reguł OECD. Udziela go kilka agencji kredytów eksportowych (Export Credit Agency), np. we Francji COFACE w Korei KEXIM/K-Sure, w Japonii JBIC/NEXI, w USA EXIM¹⁶. Koszty finansowania są mniejsze, gdy jest udział rządu, np. poprzez gwarancje odnośnie okresu wydawania zezwoleń, lub ceny energii, lub ubezpieczenie inwestora.

1.2.7 Stopy dyskonta (*discount factors*)

Dyskontowanie, czyli przeliczenie przyszłej wartości kapitału na jej wartość bieżącą, jest procesem obliczania obecnej wartości pieniędzy, które może zarobić inwestor w przyszłości. Koncepcja dyskontowania wynika z tego, że ludzie wolą uzyskiwać większe korzyści teraz a straty ponosić w jak najodleglejszej przyszłości. Jeżeli znamy przyszłą wartość korzyści to obecną wartość możemy obliczyć po przekształceniu wzoru na obliczanie przyszłej wartości

$$PV = FV(1+r)^{-t}$$

Gdzie PV wartość obecna, FV - przyszła wartość korzyści, r - stopa dyskonta, t - okres dyskontowania

¹⁵ [http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=TD/PG\(2004\)10/FINAL&docLanguage=En](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=TD/PG(2004)10/FINAL&docLanguage=En)

¹⁶ EXIM chwilowo zawiesił działalność na skutek sporów politycznych w USA, jednak wznowienie działalności tego banku wydaje się nieuniknione ze względu na jego znaczenie dla gospodarki amerykańskiej.

Przy założeniu, że wszystkie zmienne są rzeczywiste, to jest bez uwzględniania inflacji, możemy zapisać równanie, w którym po lewej stronie znajduje się zdyskontowana suma korzyści, a po prawej zdyskontowana suma kosztów:

$$\sum P_{MWh} * MWh_t * (1 + r)^{-t} = \sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t) * (1 + r)^{-t},$$

gdzie zmienne mają następujące znaczenie:

P_{MWh} = Stałe w ciągu okresu eksploatacji wynagrodzenie dla dostawcy energii;

MWh_t = Ilość energii elektrycznej produkowanej w roku t w MWh (W przypadku elektrowni systemowych ilość energii produkowanej równa jest energii sprzedawanej do sieci energetycznej. W przypadku OZE energia produkowana może być zupełnie niepotrzebna w systemie, a mimo to musi być odebrana, czasami ze stratą to jest przy dopłacie by odbiorcy zechcieli ją pobrać¹⁷; do rozliczenia kosztów przyjmuje się wówczas energię produkowaną¹⁸).

$(1+r)^{-t}$ Stopa dyskonta dla roku t uwzględniająca spłaty kapitału i odsetek w stałej wysokości,

$Capital_t$ Całkowite nakłady inwestycyjne w roku t ;

$O\&M_t$ Koszty eksploatacji i utrzymania w roku t ;

$Fuel_t$ Koszty paliwowe w roku t obliczone przy założeniu cen surowców paliwowych określonych poniżej;

$Carbon_t$ Koszt emisji dwutlenku węgla w roku t obliczony przy założeniu cen emisji określonych poniżej;

D_t Koszty likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania odpadów w roku t .

Wobec tego, że P_{MWh} jest stałe w czasie, można wyłączyć je przed znak sumy i przekształcić równanie powyższe następująco:

$$LCOE = P_{MWh} = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + D_t)(1+r)^{-t}}{\sum MWh_t(1+r)^{-t}},$$

gdzie stała P_{MWh} , jest określona jako uśrednione w ciągu okresu eksploatacji koszty produkcji energii elektrycznej (LCOE).

Równanie to stosuje się w raporcie OECD 2015 do obliczenia LCOE na podstawie nakładów inwestycyjnych, kosztów eksploatacji i napraw, paliwa, emisji dwutlenku węgla, likwidacji i unieszkodliwiania odpadów podanych przez kraje członkowskie OECD.

1.2.8 Moc elektrowni (capacity)

W raporcie OECD nie uwzględniano ekonomii skali i oszczędności, wynikających z budowy kilku bloków w jednej elektrowni. Ocenia się, że nowe bloki budowane na istniejącej działce elektrowni obok pierwszego bloku mogą być o 10% do 15% tańsze od bloków budowanych w szczyrim polu, jeśli mogą one wykorzystywać (przynajmniej częściowo) istniejące budynki, układy pomocnicze i infrastrukturę. Łatwiejsze jest także uzyskanie zezwoleń urzędów dozoru. Jeśli jako bazę przyjmuje się elektrownię z dwoma blokami, to koszt pierwszego bloku może być o 20% do 25% wyższy ze względu na konieczność pokrycia wspólnych kosztów budynków i wyposażenia potrzebnego dla obu bloków.

¹⁷ http://www.wnp.pl/wiadomosci/ujemne-ceny-energii-w-grudniu,241947.html?google_editors_picks=true.

¹⁸ <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/> oraz <http://energytransition.de/2013/08/calls-for-end-to-priority-access/>

1.2.9 Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (*load factor*)

Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (*load factor* = *capacity factor*) jest stosunkiem ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w ciągu roku do maksymalnej ilości energii elektrycznej, jaką można byłoby wytworzyć, gdyby elektrownia pracowała stale na maksymalnej mocy.

Dla elektrowni jądrowych, węglowych i gazowo-parowych (CCGT) przyjęto w ramach konsensusu współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej równy 85%. Jest to wartość wyższa od obserwowanych w rzeczywistości współczynników, szczególnie w przypadku spalania gazu ziemnego w instalacjach CCGT.

W Polsce współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w 2013 r. wyniósł dla bloków na węgiel kamienny 50,7%, na węgiel brunatny 69,1%, średnio dla elektrowni ciepłych zawodowych w Polsce 58,2%. Współczynnik dyspozycyjności elektrowni zawodowych [(czas pracy i czas pozostawiania w rezerwie)/czas całkowity] dla wszystkich bloków węglowych o mocy od 120 do 800 MWe w 2013 roku wyniósł 83,5% jak podano w tabeli 1.3 zaczerpniętej z opracowania ARE¹⁹.

Tabela 1.3 Bilans czasu pracy i przestojów (dni) bloków energetycznych elektrowni ciepłych zawodowych w Polsce w 2013 r. wg ARE²⁰

Czas pracy (dni, łącznie)	rezerwa	remont kapitalny	remont średni	remont bieżący	awaria	Razem
580 934,4	117 523,3	52 604,7	32 203,1	25 383,1	28 159,3	255 873,5

Wszystkie elektrownie jądrowe uwzględnione w niniejszym raporcie są modelowane przy przyjęciu współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej w skali roku równego 85%. W 2013 r. średni współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w elektrowniach jądrowych w krajach OECD (bez Japonii) wyniósł 82,4% (IAEA PRIS),²¹ a więc nieco mniej niż w 2008 roku, który przyjmowano jako rok odniesienia w poprzednim raporcie OECD. Dla elektrowni III generacji oczekuje się zwiększenia tego współczynnika powyżej 90% ze względu na ich konstrukcję, pozwalającą na prowadzenie napraw w układach bezpieczeństwa podczas pracy reaktora, co skraca czas potrzebny na okresy remontowe²². Dlatego założenie 85% pozostaje oceną ostrożną dla nowych reaktorów.²³

Wielkości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej dla OZE podano w tabelach 2.3 i 2.4 według raportu OECD 2015.

1.2.10 Bezpośrednie nakłady inwestycyjne (*Overnight costs*)

Bezpośrednie nakłady inwestycyjne obejmują: i) bezpośrednie koszty budowy plus koszty ponoszone przed budową, takie jak uzyskanie zezwolenia na lokalizację włącznie z badaniami środowiskowymi; ii) koszty pośrednie, takie jak koszty prac projektowych i administracyjnych, których nie można związać z konkretną kategorią kosztów budowy a także skapitalizowane koszty pośrednie; iii) koszty inwestora, obejmujące wydatki ponoszone przez inwestora na elektrownię i jej lokalizację, ale nie obejmujące kosztów poza działką

¹⁹ Agencja Rynku Energii: Statystyka elektroenergetyki polskiej 2013, Warszawa, 2014 Wg tabeli TABL. 3. 24. Wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej i osiągalnej bloków energetycznych o mocy 120 - 800 MW

²⁰ ARE tamże.

²¹ IAEA PRIS to baza danych dostępna pod adresem <https://www.iaea.org/pris/>. Przyjęty współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej oparto na analizie danych dla krajów OECD z wyjątkiem Japonii.

²² UK EPR Fundamental Safety Overview Volume 1: Head Document Chapter A: EPR Design Description

²³ W pewnych przypadkach niektóre kraje zgłosiły wyższe wartości tego współczynnika.

elektrowni „poza szyną zbiorczą” (“*beyond the busbar*”), ani kosztów linii przesyłowych; i iv) rezerwa na nieprzewidziane zmiany w bezpośrednich nakładach inwestycyjnych podczas budowy elektrowni, np. w wysokości 15%.

1.2.11 Rezerwa na nieprzewidziane (*Contingency payments*)

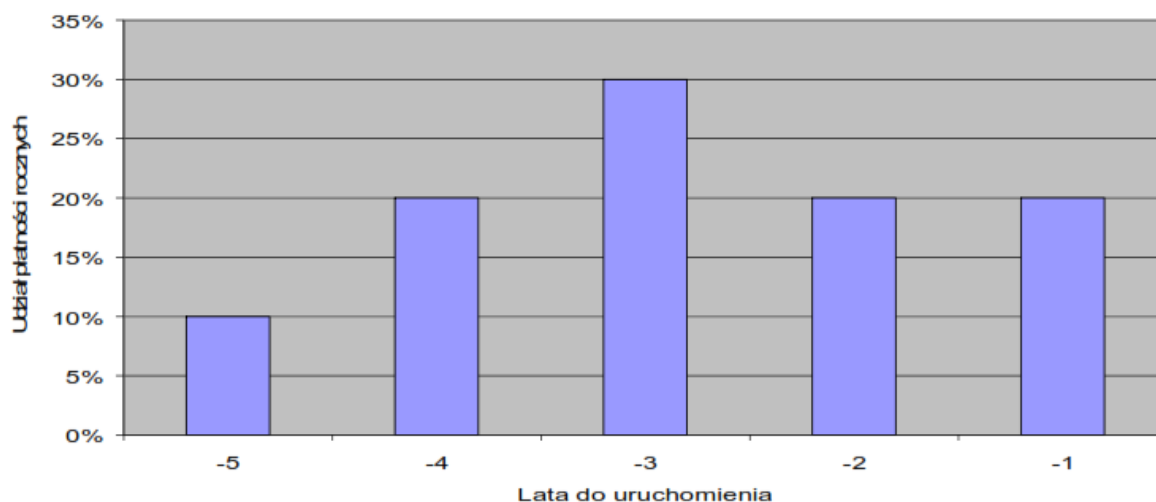
Rezerwa na nieprzewidziane mająca pokryć wzrost kosztów wynikający z nieprzewidzianych powodów technicznych lub urzędowych (wymagania dozorowe) wliczana jest w wydatki w ostatnim roku budowy. W raporcie OECD przyjęto następujące wielkości tej rezerwy:

Energia jądrowa: 15% bezpośrednich nakładów inwestycyjnych

Wszystkie inne technologie: 5% bezpośrednich nakładów inwestycyjnych.

1.2.12 Rozkład kosztów podczas budowy (*Construction cost profiles*)

Rozkład wydatków podczas budowy zależy bardzo mocno od technologii reaktorowej. Na przykład w przypadku AP1000 lub innych EJ o modułowej budowie, większość wydatków ma miejsce w pierwszych 3 latach budowy (a część nawet jeszcze przed rozpoczęciem budowy), ponieważ w tym czasie wytwarza się i wstępnie składa/montuje pojedyncze moduły w halach. W przypadku reaktora EPR Wydatki są rozłożone w czasie budowy bardziej równomiernie. W raporcie OECD zakładano liniowy rozkład kosztów budowy elektrowni w czasie, chyba że dany kraj podawał inne dane. Jest to założenie dające wyniki nieco bardziej pesymistyczne, niż podejście stosowane przez Agencję Rynku Energii w Polsce²⁴, która przyjęła w pierwszym roku budowy nalady mniejsze od średnich (10%), a największe w połowie czasu trwania budowy (30%) – jak widać na rys. 1.2.



Rys. 1.2 Cykl budowy i harmonogram płatności w trakcie budowy elektrowni jądrowych przyjęty przez ARE

1.2.13 Koszty paliwowe (*fuel costs*)

Średnie ceny w imporcie do krajów OECD dla węgla kamiennego i gazu ziemnego na rok 2013 podało Biuro Głównego Ekonomisty IEA. Są one porównywalne z założeniami stosowanymi w raporcie *World Energy Outlook* (IEA, 2014). Średnie wartości kaloryczne

²⁴ Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii, Agencja Rynku Energii, 2009

związane z tymi cenami są oparte na statystyce prowadzonej przez IEA dla krajów OECD. W przypadku węgla brunatnego cena i wartość opałowazależne są od warunków danego kraju. W razie braku danych krajowych, w raporcie OECD stosowano wartość referencyjną 25 gigadżuli (GJ) na tonę. Ceny dla węgla są odniesione do standardowej jednostki handlowej (tony) a dla gazu ziemnego do milionów British thermal units (MMBtu). Ceny te przyjęto jako miarodajne dla prognoz na rok 2020.

Tabela 1.4 Ceny paliw organicznych

Węgiel kamienny w krajach OECD	101 USD /tonę
Węgiel brunatny (nie sprzedawany do innych krajów)	Indywidualne założenia dla każdego kraju
Gaz ziemny (OECD - Europa)	11,1 USD /MMBtu
Gaz ziemny (OECD - Azja)	14,4 USD /MMBtu
Gaz ziemny (USA)	5,5 USD /MMBtu

1.2.14 Koszty jądrowego cyklu paliwowego bez przerobu paliwa (“once-through”)

Wiele krajów podaje koszty paliwowe dla różnych etapów cyklu paliwowego, łącznie z kosztami przerobu paliwa. Dla ujednolicenia oceny, trzeba jednak przyjąć jednakowe dane mierzone w USD/MWh. Cykl paliwowy dzieli się na część przednią – od wydobycia rudy uranowej do załadowania paliwa jądrowego do reaktora, część środkową – to jest wypalanie paliwa w reaktorze i część tylną, od wyładunku paliwa z reaktora aż do jego ostatecznego składowania lub przerobu. Jeśli wypalone paliwo nie podlega przerobowi i nie odzyskujemy zawartych w nim materiałów rozszczepialnych, to taki cykl paliwowy nazywamy otwartym. W przypadku przerobu paliwa i wykonania zeń nowych elementów paliwowych mówimy o cyklu zamkniętym.

Obecnie cena U_3O_8 wynosi 77 USD/kg²⁵. Dla ceny uranu wynoszącej 100 USD za kg U_3O_8 , która była średnią ceną w ciągu ostatniego półwiecza, mamy następujące koszty przedniej i tylnej części otwartego cyklu paliwowego (bez przerobu paliwa):

- Część przednia cyklu paliwowego: 7 USD za MWh (wydobycie, wzbogacanie uranu, produkcja elementów paliwowych)
- Część tylna cyklu paliwowego: 2.33 USD za MWh (usuwanie, przechowywanie i składowanie paliwa wypalonego)

Koszty wypalania paliwa w reaktorze czyli środkowej części cyklu paliwowego obliczane są w ramach kosztów pracy elektrowni jądrowej.

1.2.15 Cena emisji CO₂ (carbon price)

Cenę emisji gazów cieplarnianych przyjęto stałą w ciągu całego okresu eksploatacji i równą we wszystkich krajach 30 USD za tonę CO₂.

²⁵ <http://www.uxc.com/review/UxCPrices.aspx>

Stosowany w raporcie OECD 2015 moduł obliczeniowy do analiz CO₂²⁶ określa cenę emisji dwutlenku węgla na MWh w oparciu o raport Intergovernmental Panel on Climate Change²⁷. Typowo, emisje węgla wynoszą około 100 tCO₂/TJ dla węgla kamiennego i 50 tCO₂/TJ dla gazu ziemnego. Przy standardowych współczynnikach sprawności cieplnej 40% i 55%, odpowiada to emisji 0,9 tCO₂/MWh dla generacji energii elektrycznej w elektrowni węglowej i 0,33 tCO₂/MWh w elektrowni gazowej z CCGT (z turbiną gazową i parową). Daje to narzut na cenę energii elektrycznej równy 27 USD/MWh w elektrowni węglowej i 10 USD/MWh w elektrowni gazowej.

1.2.16 Koszty likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania odpadów (*decommissioning costs and waste management costs*)

Na zakończenie okresu eksploatacji elektrowni koszty jej likwidacji i unieszkodliwiania odpadów są rozkładane na okres 10 lat dla wszystkich technologii. Możliwe jest uwzględnienie wartości jakie pozostają po likwidacji elektrowni, np. wartości złomu. W przypadku elektrowni z paliwem organicznym, pozostałą po likwidacji wartość materiałów ocenia się zwykle jako równą kosztom prac przy likwidacji i rekultywacji terenu, dzięki czemu można przyjąć zerowe koszty likwidacji. W przypadku turbin wiatrowych i paneli słonecznych zwolennicy OZE twierdzą, że przy końcu okresu eksploatacji urządzenia zostaną wymienione, a wartość złomu wyniesie około 20% początkowych nakładów inwestycyjnych. Jednakże w studium OECD 2015 żaden z krajów nie podał takich wartości złomu.

Natomiast władze gmin, gdzie powstają elektrownie wiatrowe, zwracają uwagę, że po zakończeniu eksploatacji wiatraków będą musiały usunąć i składować ogromne ilości betonu i żelazobetonu. Dla elektrowni wiatrowej o mocy szczytowej 4000 MWe, co równa się w najlepszych warunkach wiatrowych w Polsce mocy średniej w ciągu roku 1000 MWe, potrzeba będzie usunąć 977 000 m³ betonu.²⁸ Żadna z gmin – ani z zespołów gmin - nie planuje usunięcia takich ilości złomu żelazo-betonowego.

Ostatecznie grupa robocza OECD przyjęła następujące koszty likwidacji elektrowni i unieszkodliwiania odpadów:

- Energia jądrowa: 15% bezpośrednich nakładów inwestycyjnych
- Wszystkie inne technologie: 5% bezpośrednich nakładów inwestycyjnych

1.2.17 Odliczenia za wartość ciepła z elektrociepłowni (*heat credit*)

Odliczenia za ciepło wyprodukowane w elektrociepłowni ustalono w wysokości 45 USD za MWh ciepła. Jako podstawa posłużył koszt wytworzenia ciepła przy spalaniu gazu ziemnego. Przy typowych cenach gazu stwierdzono, że w krajach europejskich OECD koszt tego ciepła wynosi 44,4 USD /MWh_{th};

1.2.18 Koszty sieci (*grid level costs*)

Koszty na poziomie systemu nie były określane w raporcie OECD 2015. Koszty te są omówione w sekcji 3.

²⁶ OECD Projected cost of electricity generation 2015 ibid.

²⁷ IPCC 2006, Chapter 2 “Stationary Combustion”, <https://www.ipcc.ch/meetings/session25/doc4a4b/vol1.pdf>

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

1.2.19 Kursy wymiany walut (*exchange rates*)

Wszystkie koszty w raporcie OECD 2015 podano w USD₂₀₁₃ i kursy wymiany walut przyjęto dla okresu 2013, jak pokazano w tabeli poniżej. Nie odzwierciedlają one zmian w parytetach walut, w szczególności spadku wartości euro w stosunku do USD i do funta szterlinga (GBP).

Tabela 1.5 Kursy wymiany na USD narodowych walut krajów OECD (średnie w 2013 r.)

Kraj	Kurs wymiany waluty
Dania	5,61
Euro	0,75
Węgry	222,22
Japonia	96,8
Korea	1 095,37
Nowa Zelandia	1,22
Szwajcaria	0,92
Turcja	1,89
UK	0,64

2 OCENA KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ELEKTROWNIACH W POLSCE

2.1 Ograniczenia analizy

Ocena kosztów przeprowadzona w tym rozdziale dotyczy tylko kosztów wytwarzania w elektrowni, ponoszonych przez właściciela elektrowni i pokrywanych przez odbiorców prądu elektrycznego jako część ich rachunków. Są to koszty dostarczenia energii elektrycznej na szynę zbiorczą poza elektrownią. Nie obejmują one ani kosztów wynikających z rezerwowania mocy w systemie elektroenergetycznym, ani kosztów niezbędnych linii przesyłowych do wyprowadzenia mocy z elektrowni i dostarczenia jej do odbiorców. Nie obejmują też żadnych kosztów zewnętrznych.

2.2 Przegląd nakładów inwestycyjnych potrzebnych dla różnych technologii

Według najbardziej aktualnego opracowania OECD (z 2015 roku, obecnie w druku) dane statystyczne odnośnie nakładów inwestycyjnych na różne technologie wytwarzania energii elektrycznej przedstawione są w tabelach 2.1 do 2.4.

Tabela 2.1 Bezpośrednie nakłady inwestycyjne dla różnych technologii na jednostkę mocy szczytowej

Technologia	Liczba elektrowni	Moc szczytowa netto (MW) ¹				Bezpośrednie nakłady inwestycyjne (Overnight cost) (USD/kWe) ²			
		Min	Średnie	Wartość środkowa	Max	Min	Średnie	Wartość środkowa	Max
Gaz ziemny – CCGT	13	350	551	475	900	627	1 021	1 014	1 289
Gaz ziemny – OCGT	4	50	274	240	565	500	708	699	933

Węgiel kamienny	14	605	1 131	772	4 693	813	2 080	2 264	3 067
Energia jądrowa	12	535	1 425	1 250	1 650	1 807	4 480	5 026	6 667
Panele PV – mieszkaniowe	12	0.003	0.007	0.005	0.02	1 867	2 371	2 307	3 366
Panele PV – komercyjne	14	0.05	0.29	0.14	1.0	728	1 583	1 696	1 977
Panele PV – duże	12	1	21	4	200	937	1 562	1 436	2 563
Słoneczne termiczne (CSP)	4	50	135	146	200	3 571	5 964	6 072	8 142
Wiatr na lądzie	21	2	36	14	200	1 200	1 940	1 841	2 999
Wiatr na morzu	12	2	275	223	833	3 703	4 985	4 998	5 933
Hydro – małe	12	0.4	3.1	2.0	10	1 369	5 127	5 281	9 400
Hydro – duże	16	11	1 093	50	13 050	598	3 492	2 493	8 687
Geotermalne	6	6.8	62	27	250	1 493	4 898	5 823	6 625
Biomasa i biogaz	11	0.2	154	10	900	587	4 447	4 060	8 667
Elektrociepłownie (wzrosty typy) CHP	19	0.2	5.3	1.1	62	926	4 526	2 926	15 988

1. Moc netto odnosi się do mocy bloku lub do połączonej mocy bloków w danej elektrowni
2. Nakłady bezpośrednie obejmują wydatki przed rozpoczęciem budowy (koszty inwestora) koszty budowy (EPC- prace inżynierskie, dostawy, budowa) i rezerwę na nieprzewidziane wydatki, ale nie obejmują oprocentowania kapitału podczas budowy (IDC).

Tabela 2.2 Bezpośrednie i całkowite nakłady inwestycyjne dla elektrowni jądrowych

Kraj	Technologia	Moc netto	Nakłady bezpośrednie (Overnight) ²	Nakłady inwestycyjne całkowite		
				3%	7%	10%
		MWe	USD/kWe	USD/kWe		
Belgia	Generacja III	1 000-1 600	5 081	5 645	6 498	7 222
Finlandia	ALWR-WWER	1 200	6 667	7 425	8 576	9 559
	ALWR-EPR	1 600	5 250	5 832	6 714	7 463
Francja	ALWR-EPR	1 630	5 067	5 629	6 479	7 202
Węgry	ALWR-WWER	1 180	6 215	6 756	7 535	8 164
Japonia	Advanced LWR	1 152	3 883	4 313	4 965	5 519
Korea	ALWR- APR1400	1 343	2 021	2 177	2 400	2 580
Słowacja	LWR-WWER	535	4 986	5 573	6 472	7 243
UK	ALWR-EPR	2 x 1650	6 070	6 608	7 399	8 053
USA	ALWR-AP1000	1 400	4 100	4 555	5 243	5 828

Tabela 2.3 Nakłady inwestycyjne dla technologii słonecznych

Kraj	Technologia	Moc szczytowa netto	Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej	Utrata sprawności na rok	Nakłady inwestycyjne bezpośrednie	Nakłady Inwestycyjne		
						3%	7%	10%
		MWe	%	%	USD/kWe	USD/kWe		
Austria	Panele PV – komercyjne na dachu	0.18	11%	0.5%	1 029	1 045	1 065	1 079
Germany	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.01	11%	0.4%	2 000	2 030	2 069	2 098
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.5	11%	0.4%	1 467	1 489	1 517	1 538

	Panele PV – duże na ziemi	5.0	11%	0.4%	1 200	1 218	1 241	1 259
Netherlands	Panele PV – komercyjne na dachu	0.1	11%	0.5%	1 257	1 278	1 305	1 325
Portugal	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.01	17%	0.5%	1 867	1 894	1 931	1 958
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.5	17%	0.5%	1 333	1 353	1 379	1 398
	Panele PV – duże na ziemi	1.0	18%	0.5%	1 467	1 489	1 517	1 538
United Kingdom	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.003	10%	0.5%	2 500	2 537	2 586	2 622
	Panele PV – duże na ziemi	5.0	11%	0.5%	1 406	1 427	1 455	1 475
United States	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	Do 0.02	15%	0.5%	2 250	2 284	2 327	2 360
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.02-1	15%	0.5%	1 739	1 765	1 799	1 824
	Panele PV – duże na ziemi	20	21%	0.5%	1 603	1 627	1 658	1 681
	Słoneczne, termiczne (CSP) – 6 h rezerwy	200	34%	0.0%	3 571	3 624	3 694	3 745
	Słoneczne, termiczne (CSP) – 12 h rezerwy	200	55%	0.0%	4 901	4 974	5 070	5 140

Tabela 2.4 Nakłady inwestycyjne dla elektrowni wiatrowych

Kraj	Technologia	Moc szczytowa netto	Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej	Bezpośrednie nakłady inwestycyjne	Nakłady inwestycyjne ³		
					3%	7%	10%
		MWe	%	USD/kWe	USD/kWe		
Dania	Wiatr na lądzie	10	34%	1 722	1 774	1 844	1 897
	Wiatr na morzu	10	47%	4 815	5 035	5 338	5 572
Niemcy	Wiatr na lądzie	2.0	34%	1 841	1 869	1 905	1 931
	Wiatr na morzu	5.0	48%	5 933	6 022	6 137	6 223
Holandia	Wiatr na lądzie	3.0	33%	1 780	1 812	1 854	1 886
	Wiatr na morzu	4.0	43%	5 000	5 090	5 208	5 296
UK	Wiatr na lądzie	72	28%	2 344	2 433	2 553	2 645
	Wiatr na morzu	347	38%	3 703	3 879	4 122	4 310
	Wiatr na morzu	833	39%	3 914	4 126	4 420	4 650
USA	Wiatr na lądzie	50-100	49%	1 571	1 595	1 625	1 648
	Wiatr na lądzie	50-100	43%	1 716	1 742	1 775	1 800
	Wiatr na lądzie	50-100	35%	1 738	1 764	1 798	1 823
	Wiatr na morzu – płytko	500	42%	4 527	4 594	4 683	4 748
	Wiatr na morzu – średnia głębokość	500	45%	4 997	5 071	5 169	5 241
	Wiatr na morzu – duża głębokość	500	48%	5 846	5 933	6 048	6 132

Przy analizie powyższych tabel dla paneli PV i dla wiatru należy zwrócić uwagę na fakt, 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 ziemi 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. Z tabeli 2.4 widać, że 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 w skali kraju było ok. 23%²⁹. 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)³⁰.

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. 2.1. 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 gazowe³¹. Podobny okres 5 dni braku mocy OZE wystąpił w grudniu 2013 roku³², 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 rezerwami mocy, bezużytecznymi w okresach silnych wiatrów i dużego nasłonecznienia. Dlatego koszty współpracy OZE z systemem energetycznym są duże, jak zobaczymy w rozdziale 3.

Porównywanie kosztu przypadającego na jednostkę mocy zainstalowanej – czyli mocy szczytowej, osiągalnej tylko w krótkich okresach, gdy występują optymalne warunki meteorologiczne - nie ma sensu ekonomicznego. Coż 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

²⁹ http://energetyka.wnp.pl/polskie-wiatraki-pracuja-na-cwierc-mocy,217548_1_0_0.html

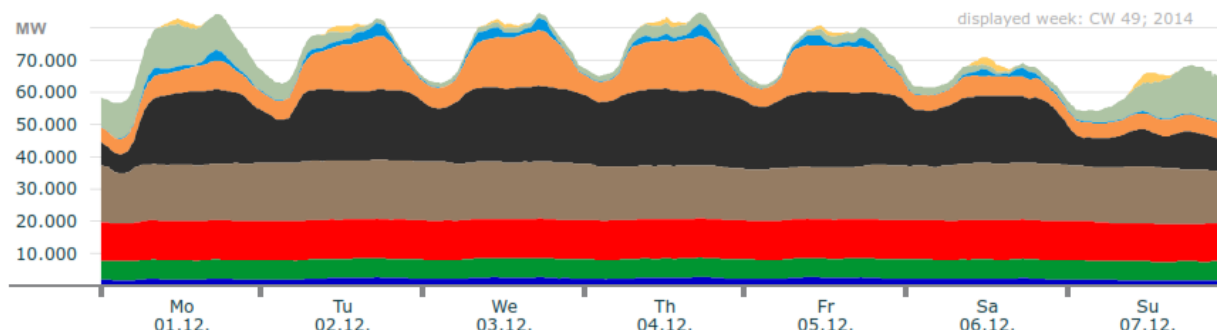
³⁰ http://energetyka.wnp.pl/pse-8000-mw-energetyki-wiatrowej-do-2025-roku,192051_1_0_1.html

³¹ 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>

³² 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>

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.

Actual production



Legend: ■ Hydro ■ Biomass ■ Uranium ■ Brown Coal ■ Hard Coal ■ Gas ■ Pumped Storage ■ Wind ■ Solar

	Hyd	Bio	Uran	BC	HC	Gas	PSt	Wind	Solar
min. power (GW)	1.4		11.44	15.36	5.81	4.52	0.01	0.65	0
max. power (GW)	2.02		12.11	18.43	23.85	17.36	4.19	15.43	3.13
weekly energy (TWh)	0.35	1.0	2.04	2.91	3.19	1.52	0.19	0.73	0.06

Graph: Bruno Burger, Fraunhofer ISE; Data: EEX Transparency Platform

Rys. 2.1 Załamanie produkcji z OZE, Niemcy, grudzień 2014.³³ cytowane za zezwoleniem

2.3 Uwarunkowania energetyki wiatrowej i słonecznej w Polsce

2.3.1 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. 2.2, 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.³⁴ – cytowana w publikacji IEA „Wind energy roadmap 2013” – podaje wykresy współczynników wykorzystania mocy zainstalowanej dla wiatraków różnej konstrukcji pracujących przy określonej szybkości wiatru na wysokości 50

³³ 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>

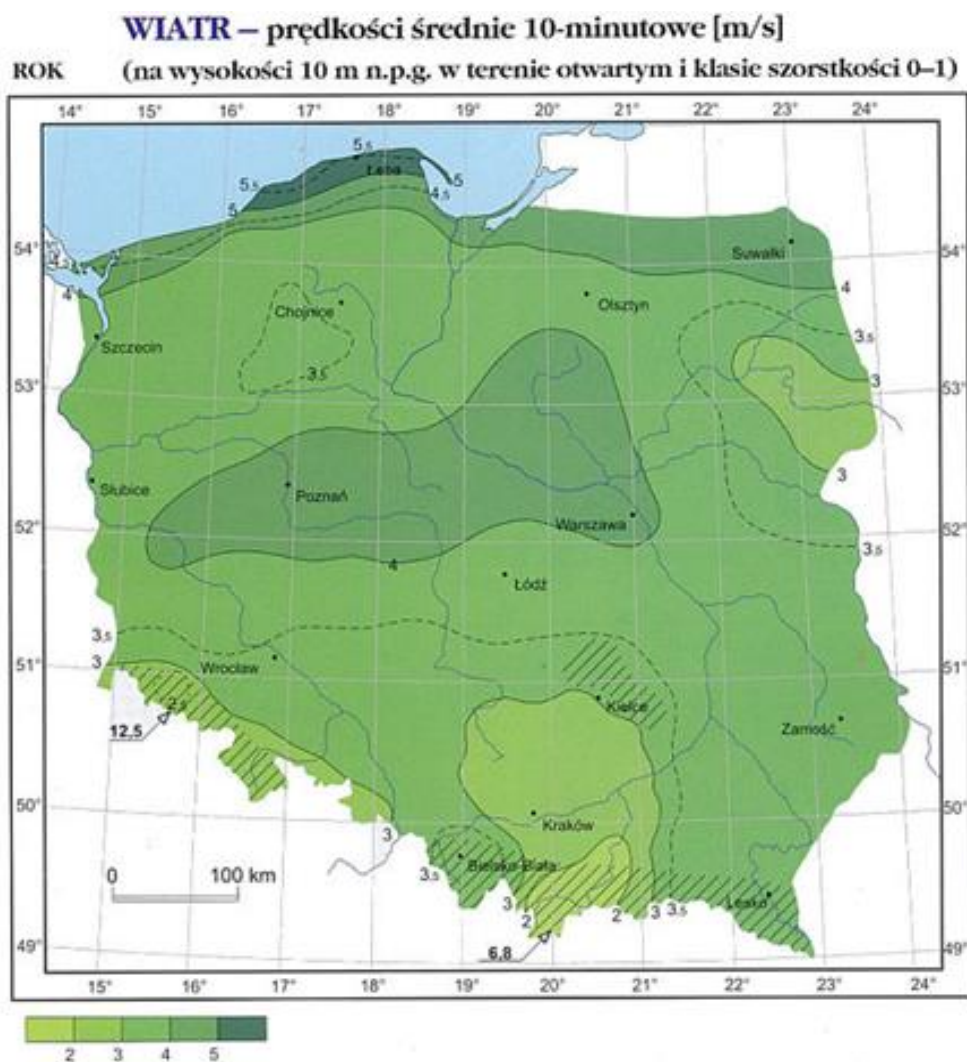
³⁴ Wiser R et al. Recent Developments in the Levelized Cost of Energy from U.S. Wind Power Projects National Renewable Energy Laboratory February 2012 http://emp.lbl.gov/sites/all/files/wind-energy-costs-2012_0.pdf

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 wyższa niż na wysokości 10 m nad ziemią, ale nadal dużo mniejsza niż wartości osiągnięte w Szkocji, Irlandii i Danii.



Rys. 2.2 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%. 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 Wiser wprowadził współczynnik poprawkowy dla obliczenia realnego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej, wynoszący 15%³⁵.

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.³⁶ 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% 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 2.5 Moc turbiny wiatrowej o mocy nominalnej (szczytowej) 2500 kW

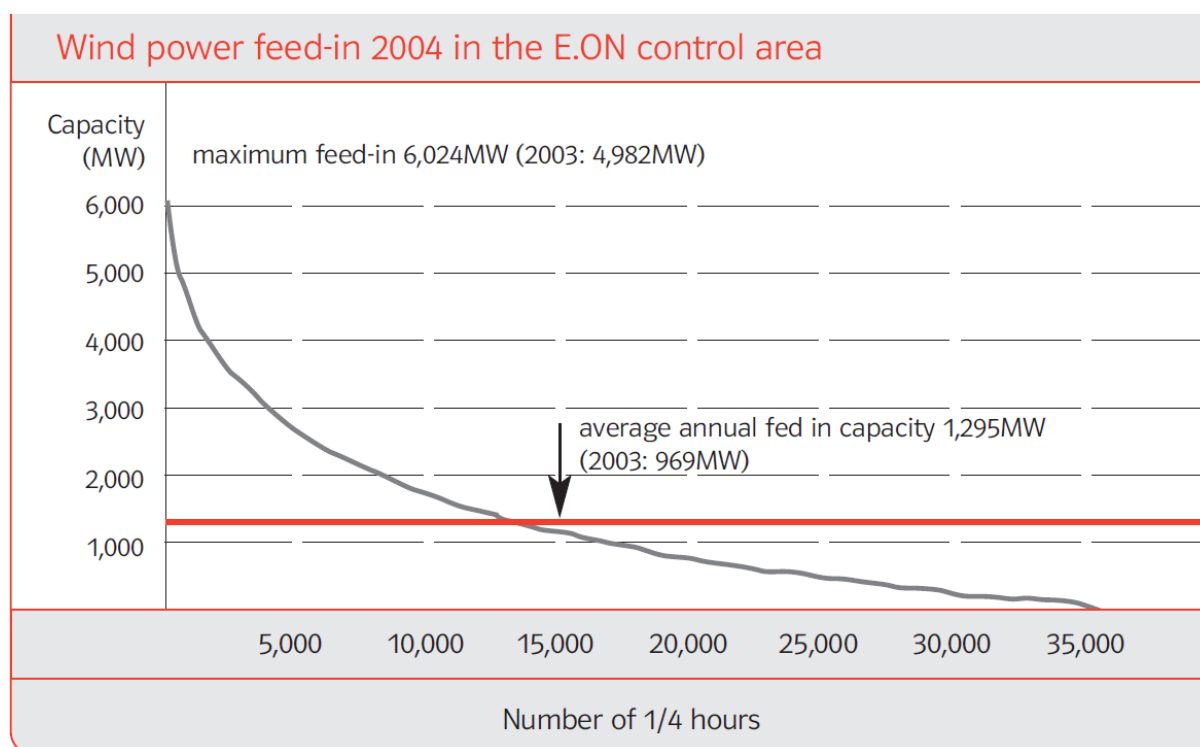
Prędkość wiatru, m/s	poniżej 4	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
moc kW	0	15	105	255	440	675	985	1330

Z tabeli 2.5 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.

³⁵ 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, etc. So to convert gross capacity factor estimates from wind speed and power curves to REALIZED generation, we assume 15% losses”.

³⁶ 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



Rys. 2.3 Średni roczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej wiatraków w Niemczech³⁷

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 0,24³⁸. 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 roku (otrzymana jako średnia z wartości na koniec 2013 r.³⁹ i na koniec 2014 roku⁴⁰) 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

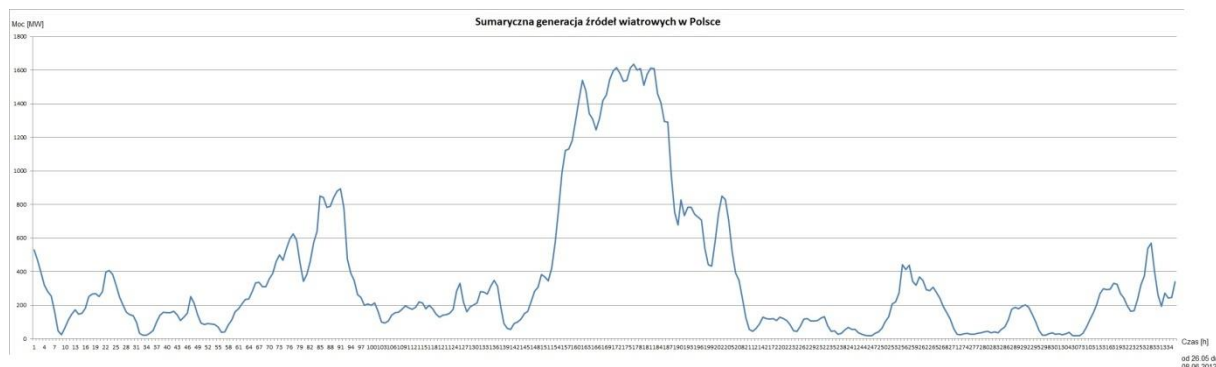
³⁷ docs.wind-watch.org/eonwindreport2005.pdf

³⁸ Enlarged wind statistics http://www.pfbach.dk/firma_pfb/enlarged_wind_power_statistics_2010.pdf.

³⁹ 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>

⁴⁰ 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>

uzyskiwane wartości są mniejsze⁴¹. Podobnie jak w innych krajach, wahania generacji z wiatraków w Polsce, są bardzo duże (Rys. 2.3).



Rys. 2.4 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.⁴² 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.

2.3.2 Nakłady inwestycyjne na wiatraki

Według najbardziej aktualnego raportu IEA⁴³ 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 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.⁴⁴ 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

⁴¹ http://energetyka.wnp.pl/polskie-wiatraki-pracuja-na-cwierc-mocy,217548_1_0_0.html

⁴² http://www.pse-operator.pl/index.php?modul=21&id_rap=24&data=2012-06-03.

⁴³ <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-wind-energy---2013-edition.html>

⁴⁴ <http://www.windpowermonthly.com/article/1330525/onshore-wind-competitive-ever>

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 rzędu 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”⁴⁵. 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 naprawdę 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 Ostaszewie ⁴⁶ 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 podlaskim⁴⁷ planowany współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej jest mniejszy, chociaż nadal wysoki (30%) i koszty 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”⁴⁸ 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.

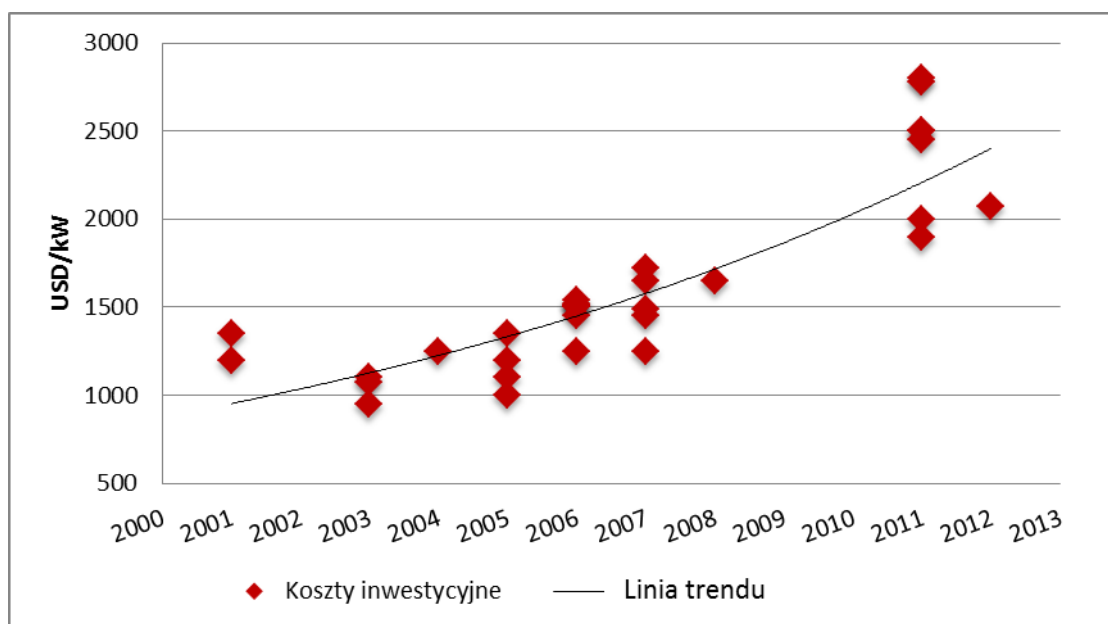
Na poniższym wykresie przedstawiono przebieg zmian kosztów inwestycyjnych na elektrownie wiatrowe w latach 2001-2012.

⁴⁵ http://energetyka.wnp.pl/gdf-suez-uruchomil-w-polsce-farme-wiatrowa-51-5-mw,169711_1_0_0.html

⁴⁶ http://www.wnp.pl/wiadomosci/ke-dofinansuje-farme-wiatrowa-ostaszewo,230931_1_0_0.html

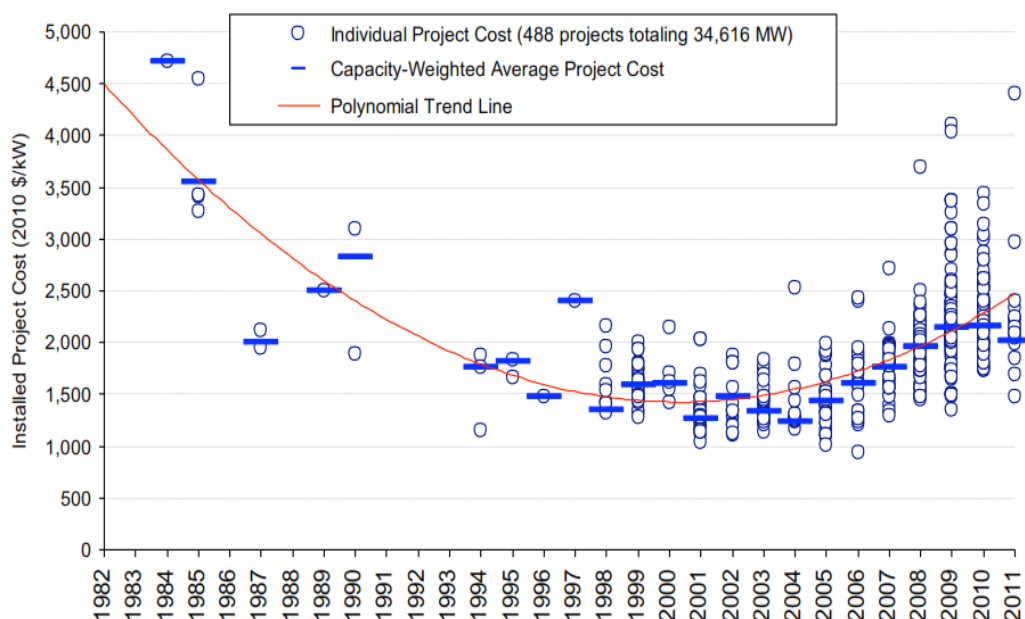
⁴⁷ http://energetyka.wnp.pl/za-270-mln-zl-powstaje-farma-wiatrowa-w-podlaskiem,228376_1_0_0.html

⁴⁸ http://www.cire.pl/pliki/2/PSEW_raport.pdf



Rys. 2.5 Nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe na lądzie⁴⁹.

Podobny wykres przedstawili eksperci amerykańscy zwolennicy energii wiatrowej z National Renewable Energy Laboratory (rys. 2.6).



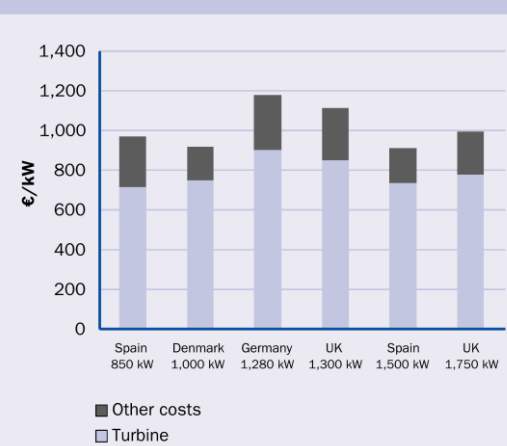
Source: U.S. DOE 2011

Rys. 2.6 Zmiany nakładów inwestycyjnych na wiatraki na lądzie budowane w USA w latach 1982-2011⁵⁰ poziome odcinki pokazują nakłady na jednostkę mocy szczytowej, USD₂₀₁₀/kW

⁴⁹ Źródło: opracowanie własne na podstawie danych do 2008 r. wg. Northwest Power & Conservation Council Biennial Review of The Cost Of Wind Power, a dla lat 2011 i 2012 wg danych wymienionych w tekście poniżej.

⁵⁰ R. Wiser, 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

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



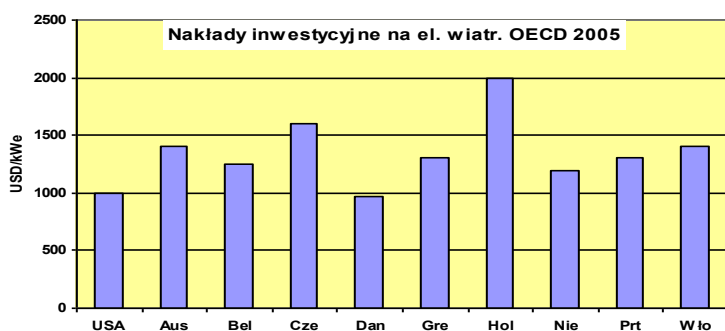
Przedstawione na rys. 2.5 i 2.6 dane wykazują, że w pierwszej dekadzie XXI wieku koszty inwestycyjne dla farm wiatrowych silnie wzrastały – mimo optymistycznych obietnic lobby wiatrowego. Oto dalsze przykłady wzięte z publikacji popierających energetykę wiatrową, pokazujące zestawienia kosztów dla różnych krajów z 2002 roku, 2005 roku i obecne koszty energii wiatrowej.

Rys. 2.7 Nakłady inwestycyjne na wiatraki na lądzie w 2002 roku.

Wg danych EWEA publikowanych w 2002 roku dla różnych krajów „Nakłady inwestycyjne typowo są w zakresie od 900 €/kW do 1150 €/kW”⁵¹, a potwierdzeniem tego jest rysunek 2.7. 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. 2.8 Nakłady inwestycyjne podawane przez OECD w 2005 roku.

Według raportu EWEA z 2009 roku⁵² 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/kW⁵³.

Przykład tendencji wzrostowej podano w analizie organizacji The Northwest Power and Conservation Council (NPCC)⁵⁴. W swoim planie sformułowanym w 2002 roku i przyjętym w 2004 roku NPCC organizacja przyjmowała nakłady inwestycyjne w wysokości \$1010 USD

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

52 http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy__March_2009_.pdf

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

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

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 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 podał⁵⁵, 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*”.⁵⁶ Tymczasem wskaźnik inflacji dla krajów UE od 2001 do 2012 r. wynosi około 1,255⁵⁷. Okazuje się więc, że w walucie z tego samego roku nakłady te wzrosły 2,4 razy. Czy to jest „w zasadzie bez zmian”?

⁵⁵ http://energetyka.wnp.pl/za-270-mln-zl-powstaje-farma-wiatrowa-w-podlaskiem,228376_1_0_0.html

⁵⁶ 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

⁵⁷ 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>

Podobne wnioski wynikają z publikacji EWEA, to jest Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, a więc na pewno podającego dane korzystne dla wiatraków⁵⁸, 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 2.6: Nakłady inwestycyjne na farmy wiatrowe na lądzie w USD₂₀₁₀/kW⁵⁹

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
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

⁵⁸ <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>

⁵⁹ International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power, June 2012, str 31

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.⁶⁰ 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/kW⁶¹. Sytuację dobrze podsumowuje stwierdzenie *“Ogólnie biorąc, nakłady inwestycyjne na MFW wzrosły w ostatnich latach, podobnie jak nakłady na wiatraki na lądzie”*⁶², 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/MWh⁶³ 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 /kW⁶⁴

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 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 roku⁶⁵ prof. Hughes określił koszt kapitału dla wiatraków na lądzie jako równy minimum 10%, a dla MFW – 12%

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

⁶⁰ 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.

⁶¹ IRENA International Renewable Energy Agency: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind Power, June 2012, str 25

⁶² ⁶² Wind Energy - The Facts - [consortium](#) led by the European Wind Energy Association ([EWEA](#))

⁶³ Douglas-Westwood (2010), *Offshore Wind Assessment in Norway*, Douglas-Westwood, The Research Council of Norway, Oslo.

⁶⁴ Douglas-Westwood

⁶⁵ The Economics of Wind Power Supplementary written evidence submitted by Professor Gordon Hughes, the Global Warming Policy Foundation (WIND 24a)

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.

2.3.3 Koszty eksploatacyjne

Inne przyczyny wzrostu kosztów 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 EWEA⁶⁶, 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 IRENA⁶⁷ 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/MWh⁶⁸

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 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

⁶⁶ <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>

⁶⁷ IRENA Wind str 5

⁶⁸ IRENA wind str 5

USD/kW-rok, a dla okresu od 6 do 20 lat 102,4 USD/kW rok⁶⁹. 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/kWrok⁷⁰. 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/MWh⁷¹. Np. dla MFW w odległości 120 km od brzegu, na głębokości 30 m, koszty eksploatacyjne wyniosły 45,2 USD/MWh⁷².

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*⁷³, 2011

Tabela 2.7 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

⁶⁹ 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

⁷⁰ 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

⁷¹ <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2011/m11103.pdf>

⁷² 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>

⁷³ 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 2.8 Średnie współczynniki obciążenia wg lat dla rejonów o silnym wietrze (%)⁷⁴

Rok	Na lądzie					MFW
	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

⁷⁴ G. Hughes: The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark, Renewable Energy Foundation, 2012

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.

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.

Dla porównania warto przytoczyć koszty eksploatacyjne dla elektrowni jądrowych w USA, które obejmują koszty pracy, materiałów i dostaw urządzeń, usług podwykonawców, opłaty dozоровe i inne koszty bieżące. Do tego dolicza się koszty paliwowe, obejmujące koszty zakupu uranu, konwersji, wzbogacania i produkcji paliwa wraz z kosztami przechowywania i przesyłki paliwa. Dla typowego reaktora PWR lub BWR koszt paliwa na jeden przeładunek rdzenia (zastąpienie jednej trzeciej paliwa w rdzeniu) przy cyklu paliwowym o długości 18 miesięcy wyniósł około 40 mln USD.⁷⁵

Razem koszty eksploatacyjne i paliwowe, a więc łączne koszty pracy elektrowni jądrowej wyniosły średnio w 2014 roku 24 USD/MWh.⁷⁶

Nie jest to wartość wyjątkowa. Wykres przedstawiający całość kosztów pracy elektrowni jądrowych w USA na tle kosztów innych rodzajów energii pokazany poniżej udowadnia, że koszty eksploatacji i paliwa dla elektrowni jądrowych są rok po roku małe i właśnie one zapewniają konkurencyjność ekonomiczną energii jądrowej.

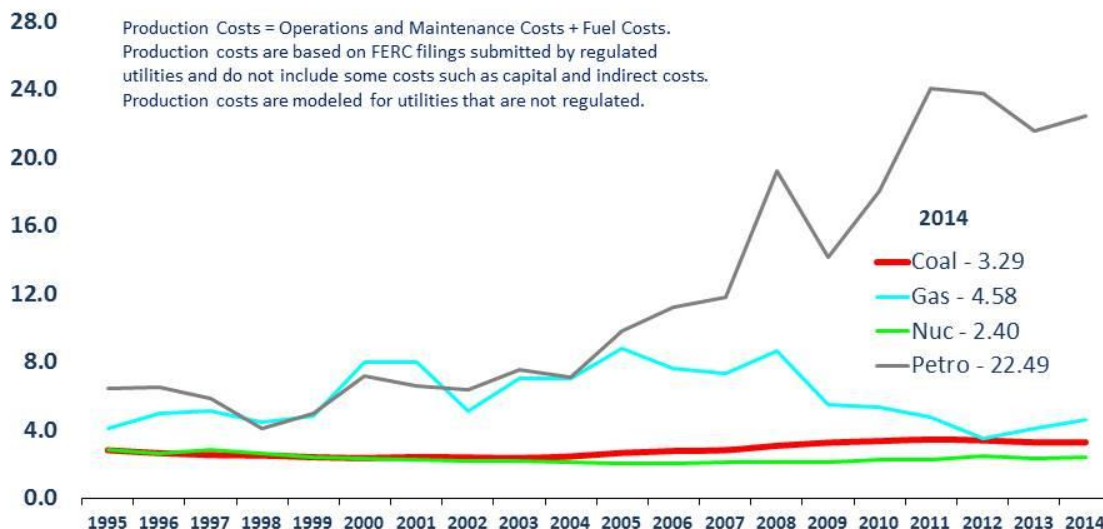
Jak widać z powyższych danych, mimo że „wiatr jest za darmo” koszty eksploatacyjne morskich farm wiatrowych są takie same jak pełne koszty eksploatacji i paliwa dla elektrowni jądrowych. Zatem wiatr jest za darmo, ale wiatraki już nie.

⁷⁵ ibid

⁷⁶ <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle/US-Electricity-Production-Costs>

U.S. Electricity Production Costs

1995-2014, In 2014 cents per kilowatt-hour



Rys. 2.9 Koszty eksploatacyjne wraz z kosztami paliwa i remontów dla różnych źródeł energii w USA do roku 2014, - tzw. techniczne koszty wytwarzania energii⁷⁷

Studium Douglas Westwood 2010, uznane przez IRENA za najbardziej reprezentatywne, podaje wielkość nakładów inwestycyjnych dla MFW na wodach płytkich i bliskich brzegu w wysokości 4471 USD₂₀₁₀/kW. Odpowiednie koszty energii elektrycznej z MFW równe 162 USD/MWh określono przyjmując okres pracy wiatraków 20 lat, współczynnik obciążenia 38% i oprocentowanie kapitału w wysokości 7%.⁷⁸ Dodatkowe koszty związane ze zmiennością siły wiatru są dla warunków norweskich bardzo małe i równe 3 USD/MWh. Ta wielkość jest charakterystyczna dla Norwegii, gdzie kompensacja zmian siły wiatru przy pomocy hydroelektrowni nie powoduje praktycznie żadnych problemów i kosztów, natomiast dla państw korzystających z innych mocy rezerwowych byłaby znacznie większa, jak podaje raport OECD.⁷⁹

Czynniki te były częściowo kompensowane przez wzrost mocy farm wiatrowych co spowodowało redukcję kosztów dostaw wyposażenia, kosztów budowy i eksploatacji. Średnia moc farmy wiatrowej na północno-zachodnim wybrzeżu USA wzrosła z około 20 MW w latach 1997-2000 do 175 MW i więcej. Moc farmy Caithness Shepherds Flat we wschodnim Oregonie, uruchomionej w 2012 roku, wynosi 845 MW.

⁷⁷ <http://www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/Costs-Fuel,-Operation,-Waste-Disposal-Life-Cycle/US-Electricity-Production-Costs>

⁷⁸ Douglas Westwood

⁷⁹ OECD Nuclear Energy and Renewables

2.3.4 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/MWh⁸⁰, a koszty eksploatacyjne ocenia się na 10 do 50 USD/MWh⁸¹*”. Koszty związane z pracą tych wiatraków w systemie elektroenergetycznym są oczywiście przerzucane na odbiorców energii podobnie jak jest w przypadku wiatraków dużej mocy.

2.3.5 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 kosztów⁸². 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/MWh⁸³

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.⁸⁴

Koszty energii z morskich farm wiatrowych w ostatnim dziesięcioleciu stale rosną⁸⁵. 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 MWh⁸⁶.

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.

⁸⁰ IEA Wind (2010), *IEA Wind: 2009 Annual Report*, IEA Wind Energy Systems.

⁸¹ American Wind Energy Association (AWEA) (2011), *Small Wind Turbine Global Market Study*, AWEA, Washington, D.C.

⁸² IRENA Wind str 51

⁸³ Wiser, R. and M. Bolinger (2011), *2010 Wind Technologies Market Report*, US DOE, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, Washington, D.C

⁸⁴ IRENA s 51-52

⁸⁵ IRENA s 52 wg BNEF (2011b), *Levelised cost of Energy update, Q2 2011*, Research Note, BNEF, February, London.

⁸⁶ IRENA s 52 rys. 6.6 ibid.

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%⁸⁷ Co więcej, prof. Hughes stwierdził, że współczynniki wykorzystania mocy wiatraków maleją z ich wiekiem⁸⁸ 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 (rys. 6.9) 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/MW⁸⁹.

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.⁹⁰

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 poniżej.

2.3.6 Natężenie światła słonecznego w Polsce

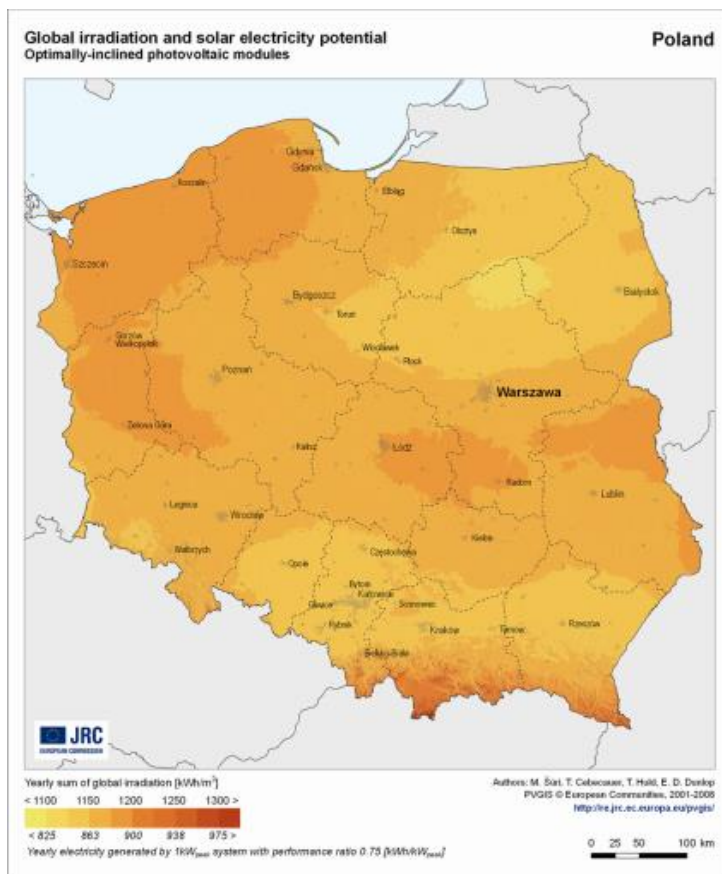
Światło słoneczne nie jest dostarczane w sposób jednorodny i charakteryzuje się znacznymi wahaniami dobowymi i rocznymi. W cyklu dobowym dochodzi do całkowitego zaniku energii słonecznej w nocy, a maksymalny strumień energii występuje około południa. W cyklu rocznym w Polsce dochodzi także do znacznych 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. 2.9.

⁸⁷ Department of Energy and Climate Change – *UK Renewable Energy Road Map*, July 2011, Figure 2

⁸⁸ G. Hughes *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark*, 2012, www.ref.org.uk

⁸⁹ http://energetyka.wnp.pl/pep-na-1-2-gw-na-baltyku-potrzeba-ok-4-81-mld-euro,231220_1_0_0.html

⁹⁰ IRENA, *Wind*, ibid, str 5



Rys. 2.10 Rozkład średniorocznego nasłonecznienia na terenie Polski

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

Tabela 2.9 Możliwości pozyskania energii słonecznej dla różnych miast w Polsce i Europie z panelu fotowoltaicznego o mocy zainstalowanej 1 kWp wykonanego w technologii krzemu krystalicznego

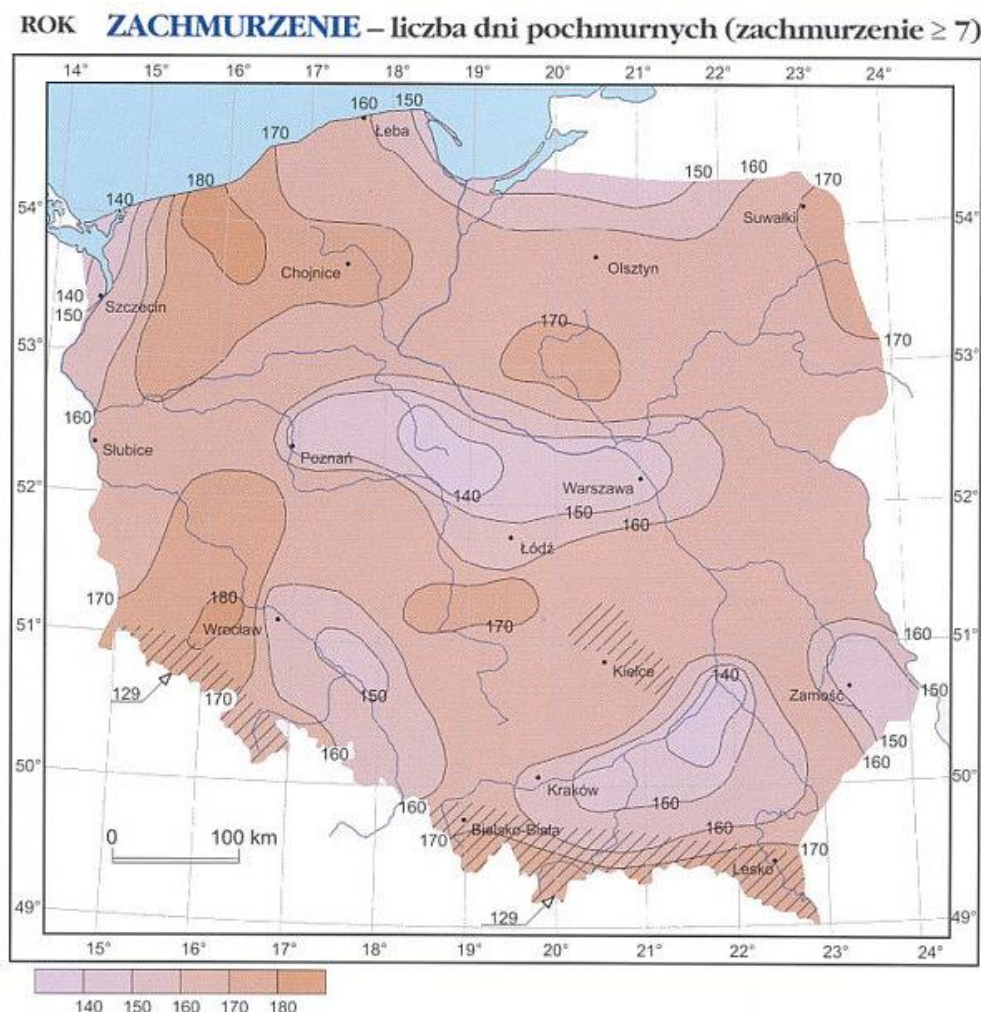
Miasto	Em	Hm
Warszawa	889	1160
Kraków	879	1140
Ślupsk	905	1190
Zielona Góra	905	1180
Białystok	872	1140
<i>Monachium</i>	<i>1010</i>	<i>1310</i>
<i>Tuluza</i>	<i>1170</i>	<i>1560</i>
<i>Sztokholm</i>	<i>869</i>	<i>1130</i>
<i>Helsinki</i>	<i>861</i>	<i>1120</i>
<i>Murmańsk</i>	<i>717</i>	<i>913</i>
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

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 ze zmianami pogody. Zgodnie z Rys. 2.11 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 Atlantyku.



Rys. 2.11 Liczba dni pochmurnych w Polsce⁹¹

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

⁹¹ http://www.imgw.pl/wl/internet/zz/klimat/_0502_polska/24_zachm.jpg

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 roku⁹², energia wytworzona w panelach fotowoltaicznych w Niemczech wyniosła 32.8 TWh, podczas gdy moc średnia tych paneli wyniosła 36888 MW (koniec 2013 roku⁹³ - 35.651 GW koniec 2014 roku – 38124 MWe). Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej wynosił więc w Niemczech $32800 \text{ GWh} / (36,8 \text{ GW} \times 8760 \text{ h}) = 0,10$ 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 2.9, 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.

2.3.7 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 PV⁹⁴ a w sierpniu 2015 r. rząd ogłosił, że elektrownie 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 słonecznego⁹⁵. W Hiszpanii rząd zdecydowanie zredukował subsydia dla OZE⁹⁶, we Włoszech rząd stwierdził, że wobec deficytu budżetowego przekraczającego 200 mld reuro nie może dalej subsydiować OZE⁹⁷. W Grecji minister oświadczył, że OZE stanowią zagrożenie dla bezpieczeństwa

⁹² <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014.pdf>

⁹³ <http://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/news/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-in-2013.pdf>

⁹⁴ Czechy ograniczają wsparcie dla OZE <http://www.wnp.pl/wiadomosci/204653.html>

⁹⁵ http://www.pv-tech.org/mobile/news/czech_minister_repeating_same_old_nonsense_about_solar

⁹⁶ Green Investors Abandon Spain After Renewable Subsidies Are Cut [Financial Times, 24 June 2014](http://www.ft.com/content/24-june-2014)

⁹⁷ Facing €200 Billion Solar Bill, Italy Plans Retrospective Subsidy Cuts [Reuters, 23 June 2014](http://uk.reuters.com/article/2014/06/23/italy-solar-subsidies-idUKL6N0P41TW20140623)
<http://uk.reuters.com/article/2014/06/23/italy-solar-subsidies-idUKL6N0P41TW20140623>

energetycznego⁹⁸, rząd Wielkiej Brytanii oznajmił, że planuje głębokie cięcia w subsydiach na OZE⁹⁹ a nawet w Niemczech wielkość subsydiów, które wynosiły 24 miliardy euro rocznie, stawia pod znakiem zapytania możliwość dalszego finansowania OZE¹⁰⁰ 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;

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.

⁹⁸ Greece Turns To Coal, Calls Renewable Energy A Threat To National Security [PV Magazine, 19 June 2015](#)

⁹⁹ UK Government Plans Deep Cuts In Green Policy & Funding [Financial Times, 14 July 2015](#)

¹⁰⁰ Germany's Green Energy Transition May Be Running Out Of Money, Study Warns [Frankfurter Allgemeine Zeitung, 23 June 2015](#)

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 kopalnych¹⁰¹ 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 (szerzej o tym w rozdziale 3.).

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 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 IRENA¹⁰² zestawienie kosztów technologii słonecznych przedstawia się następująco:

Tabela 2.10 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 cienkowarstwowe na skalę przemysłową	0.84 – 0.93	3.6 – 5.0	8 – 9	260 – 590

¹⁰¹ W tym opłat za emisję gazów cieplarnianych.

¹⁰² IRENA : Cost Analysis of Solar Photovoltaics, 2012, page 5

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. Cienkowarstwowe 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 łącznie z instalacją. We Włoszech, Portugalii i Hiszpanii, odpowiednie ceny wynosiły średnio 5 787 USD/kW podobnie jak w USA (5657 USD/ kW)¹⁰³ (Photon, 2011a and 2011b).

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/kW¹⁰⁴. 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 cienkowarstwowych 4160 USD2010/kW¹⁰⁵. Przy wyższych mocach koszty pozostawały na tym samym poziomie co i dla 2 MW.

2.3.8 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 tabeli 2.10 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.

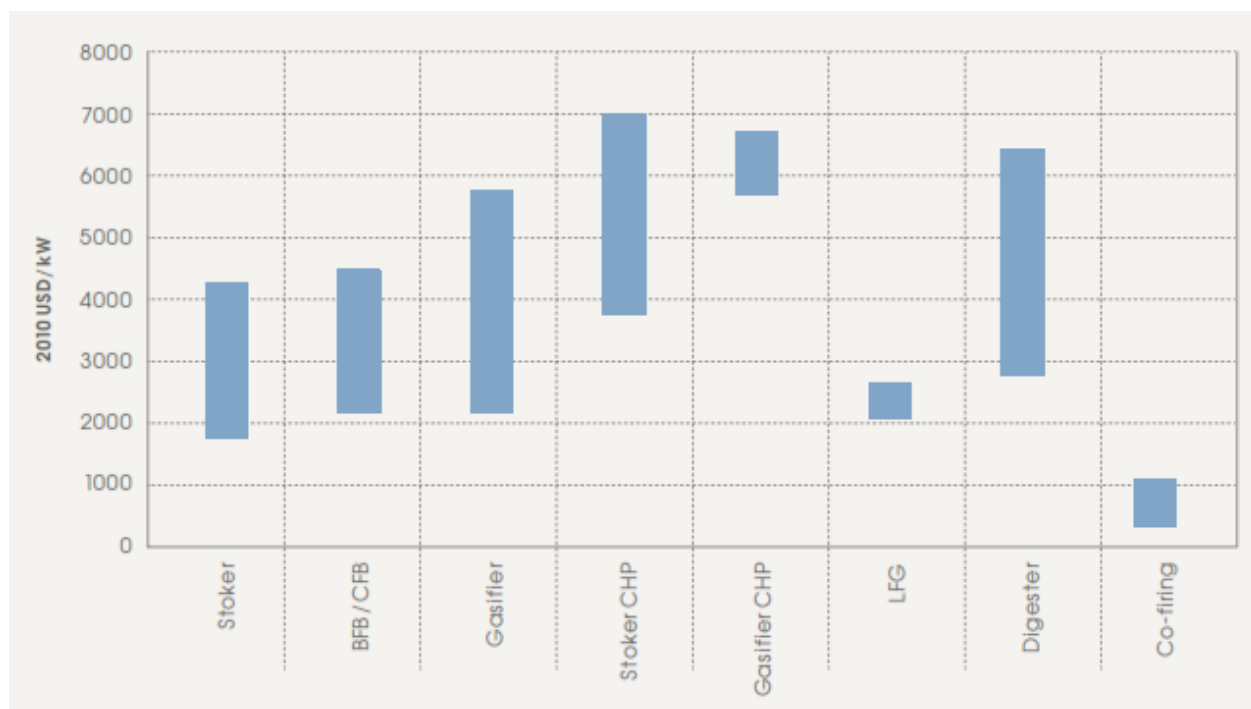
Całkowite nakłady inwestycyjne (capital expenditure -CAPEX) – obejmują koszty urządzeń do spalania biomasy i wytwarzania energii elektrycznej, do przygotowania paliwa, koszty

¹⁰³ Photon International, Photon, Issue 4-2011 and 5-2011, Aachen.

¹⁰⁴ Photon International, Photon, Issue 5-2011, Aachen.

¹⁰⁵ Annual World PV Market Review, Solarbuzz, 12 April 2011, Port Washington, NY.

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.



Rys. 2.12 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)

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.

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 wyłoczniny (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 zgazowywaczy są w zakresie od USD 0.09 do USD 0.16/kWh. W przypadku prostego zgazowywacza 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 zgazowywaczach 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 zgazowywaczem 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 ¹⁰⁶, 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.

2.3.9 Obcinanie subsydiów na OZE w wielu krajach -

Gdyby miał być zrealizowany obecnie stawiany przez partię Zielonych cel stworzenia energetyki niskoemisyjnej i zdominowanej przez OZE, to opłacalność poszczególnych źródeł energii elektrycznej uległaby zmianie.

Wprowadzenie dużej mocy w elektrowniach wiatrowych i słonecznych o przerywanym charakterze pracy wpłynie negatywnie na ekonomię elektrowni systemowych, i węglowych i jądrowych, które nie będą mogły pracować cały czas na obciążeniu podstawowym, chociaż jest to dla nich naturalny i najbardziej ekonomiczny system pracy. Elektrownie te będą zmuszone do nagłego zmniejszania mocy lub nawet do wyłączeń, gdy wzrośnie siła wiatru. Wobec tego, że energetyka jądrowa jest jedynym źródłem niskoemisyjnej systemowej energii

¹⁰⁶ 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

elektrycznej, pozostanie ona niezbędna nawet przy wysokim udziale energetyki odnawialnej, ale jej rola zmieni się. Zamiast taniego dostarczania energii pełną mocą dla pokrycia obciążenia podstawowego, przejdzie ona na zasilanie rezerwowe w okresach braku słońca i wiatru. Wprawdzie mimo to można zapewnić opłacalność energetyki jądrowej, co więcej, można wykazać, że jest ona niezbędna, bo nie ma innych źródeł energii elektrycznej którymi można było by dysponować bez emisji CO₂, ale powstaje pytanie, czy naprawdę nasze społeczeństwo musi zgodzić się na płacenie wysokich cen za energię w imię realizacji hasła o dominacji energetyki „odnawialnej”.

Koszty, jakie wiążą się z OZE, wynikają z dwóch zasadniczych przyczyn: 1) małej gęstości energii wiatru lub słońca, co powoduje duże koszty samych instalacji OZE, i 2) przerywanego charakteru ich pracy, co powoduje dodatkowe duże koszty sieciowe.

Koszty instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych są w przeliczeniu na jednostkę dostarczanej energii dużo wyższe niż koszty dla elektrowni systemowych. Lobbyści OZE przez długi czas ukrywali ten fakt, twierdząc, że potrzebne wysokie subwencje zwane eufemistycznie „wsparcie” są potrzebne tylko dla nadania bodźca do rozwoju OZE i po osiągnięciu dojrzałości przez technologie odnawialne koszty dostarczanej przez nie energii będą mniejsze niż dla elektrowni systemowych. Propaganda rzekomych zalet wiatru i energii słonecznej była tak natarczywa, że ludzie uwierzyli, że prąd z wiatraków będzie naprawdę tańszy. Przekonanie to było wzmacniane subwencjami płaconymi dla osób budujących instalacje słoneczne i wiatrowe w Niemczech, we Włoszech czy w Hiszpanii. Jednakże ta „opłacalność” OZE nie wynikała z ich cech technicznych i ekonomicznych, a tylko z subwencji, jakie rząd ustalił arbitralnie i które musi płacić całe społeczeństwo, czy to w postaci podatków czy w postaci podwyższonych taryf za energię elektryczną. W ten sposób opłaty wnoszone przez miliony obywateli płyną do kieszeni tych, którzy mają dość kapitału, by zainwestować w instalacje OZE i korzystać z koniunktury.

Ale to zwiększanie dochodów z OZE doprowadziło do sytuacji, gdzie budżety państwa i budżety domowe obywateli zostały obciążone wielkimi sumami, które trzeba będzie spłacać przez wiele lat. Widmo kryzysu ekonomicznego zmusiło rząd Hiszpanii do zerwania swych wcześniejszych zobowiązań i zredukowania sum płaconych deweloperom instalacji fotowoltaicznych. Doprowadziło to do wielu bankructw i procesów przeciwko rządowi, a gwałtowny rozwój fotowoltaiki w Hiszpanii został zahamowany¹⁰⁷. W Hiszpanii w czerwcu 2014 roku rząd wprowadził ograniczenia subsydiów dla energetyki odnawialnej, co przynosi oszczędności około 2 miliardów euro rocznie.¹⁰⁸ W pierwszym półroczu 2015 roku nie wybudowano w Hiszpanii ani jednej elektrowni wiatrowej, a w ciągu całego 2014 roku powstały nowe wiatraki o łącznej mocy wynoszącej zaledwie 27 MW¹⁰⁹

Podobne decyzje podjęli Czesi¹¹⁰ i Słowacy. W Czechach uchwałą parlamentu ograniczono wsparcie dla OZE od 1 stycznia 2014 roku¹¹¹, wprowadzając między innymi opodatkowanie instalacji słonecznych.

¹⁰⁷ El Gobierno suspende las primas a nuevas instalaciones de energías renovables
<http://www.elmundo.es/elmundo/2012/01/27/economia/1327668661.html>

¹⁰⁸ <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-06-06/spain-caps-earnings-from-renewables-in-subsidy-overhaul>

¹⁰⁹ <http://www.cire.pl/item,114810,1,0,0,0,0,hiszpanie-juz-nie-buduja-elektrowni-wiatrowych.html>

¹¹⁰ Czesi ograniczają wsparcie dla OZE <http://www.wnp.pl/wiadomosci/204653.html>

¹¹¹ Czechy ograniczają wsparcie dla OZE <http://www.wnp.pl/wiadomosci/204653.html>

W Holandii w 2011 roku wprowadzono zdecydowane zmiany w polityce energetycznej. Premier Mark Rutte oświadczył „wiatraki kręcą się napędzane subsydiami”¹¹² i ograniczył finansowanie OZE do tych rodzajów technologii, które są najbliższe progu opłacalności. Wykluczyło to dalsze subwencje na farmy wiatrowe na morzu, na energię słoneczną i duże instalacje spalania biomasy.¹¹³ Łączne subsydia dla OZE zostały zredukowane z 4 miliardów euro do 1,5 miliarda euro rocznie.

W Bułgarii parlament skasował w lutym 2015 r. subsydia dla energetyki odnawialnej, które powodowały deficyt około 1,5 miliarda euro rocznie i podnosiły cenę energii elektrycznej.¹¹⁴

We Włoszech dekret z sierpnia 2014 roku zredukował taryfę za energię słoneczną, co spowodowało gwałtowny protest organizacji European Photovoltaic Industry Association.¹¹⁵

Najbardziej zdecydowane kroki podjął rząd Australii. Premier Tony Abbott przerwał płacenie subsydiów dla energii wiatrowej¹¹⁶ polecając by firma Clean Energy Finance Corporation (CEFC) natychmiast przerwała finansowanie nowych inwestycji w projekty energetyki wiatrowej. Firma ta ma na swym rachunku 10 miliardów USD, pochodzących ze składek podatników australijskich. Minister skarbu Joe Hockey, który w 2014 roku rozpoczął kampanię przeciwko wiatrakom i wydał już odpowiednie zarządzenia odnośnie strategii banków australijskich.

Największe zobowiązania wobec OZE podjęły bogate Niemcy, gdzie na fali rozgorączkowania po awarii w Fukushima, parlament niemiecki ustalił szokująco wysokie ceny za energię z OZE, np. 190 euro za MWh z morskich farm wiatrowych, podczas gdy energia z elektrowni jądrowych w sąsiedniej Francji kosztowała 42 euro/MWh. Ale Niemcy byli gotowi płacić dużo, byle dopiąć swego celu politycznego- likwidacji elektrowni jądrowych. Środki masowego przekazu, które wykorzystały ofiary trzęsienia ziemi i tsunami by stworzyć bardziej dramatyczny obraz awarii w elektrowni jądrowej, popierały początkowo działania antynuklearne, ale wiele z nich zmieniło zdanie, gdy po upływie półtora roku ujawniono jakie trudności i jak wysokie koszty powoduje narzucona ideologicznie przebudowa energetyki niemieckiej.

Znane czasopismo *die Welt* wielokrotnie pisało o nieodpowiedzialnej i nierealnej polityce rządu, pokazując, że Niemcy wykorzystują dla swych potrzeb sieci energetyczne w krajach sąsiednich - w Polsce i w Czechach – a jednocześnie narzucają własnym obywatelom wielkie ciężary, które trzeba będzie spłacać przez dziesiątki lat. Podobne artykuły ukazują się w innych czasopismach. Krytyka rządu nasiliła się na jesieni 2012 roku, gdy wbrew przyrzeczeniom zielonych polityków wysokość rocznych wydatków Niemiec na subwencje dla OZE nie zmalała, a przeciwnie wzrosła z 12 mld euro rocznie do 20 mld euro/rok. Obecnie roczna wysokość dopłat do OZE wynosi 24 miliardy euro, a 300 000 rodzin niemieckich cierpi na wyłączenia prądu z powodu niezapłaconych wysokich rachunków za prąd elektryczny.¹¹⁷ Rachunki wzrosły z powodu rozbudowy OZE, stwierdzają źródła

¹¹² <http://energiaadebate.com/the-dutch-lose-faith-in-windmills/>

¹¹³ <http://energiaadebate.com/the-dutch-lose-faith-in-windmills/>

¹¹⁴ <http://www.thegwpf.com/europe-rolls-back-green-energy-subsidies/>

¹¹⁵ tamże

¹¹⁶ Australian Government Bans Renewable Energy Subsidies [Breitbart News, 12 July 2015](http://www.breitbart.com/australia/2015/07/12/australian-government-bans-renewable-energy-subsidies/)

¹¹⁷ http://www.welt.de/newsticker/dpa_nt/infonline_nt/brennpunkte_nt/article127091666/Immer-oefter-wird-Strom-abgestellt.html

niemieckie.¹¹⁸ Według studium przygotowanego przez Öko-Institut łączne koszty subwencji do OZE do roku 2035 wyniosą 500 mld euro¹¹⁹

Lobbyści OZE ukrywali długo wysokie koszty energetyki odnawialnej. W USA ukazał się nawet raport napisany przez jednego z profesorów zajmujących się energetyką odnawialną, na którego okładce pokazano, że krzywa kosztów energii z ogniw fotowoltaicznych przecina się już z krzywą kosztów dla elektrowni systemowych. Cały główny tekst raportu podtrzymuje wrażenia z tego obrazka. Dopiero w załączniku podano drobnym drukiem, że tak ładną krzywą kosztów otrzymano po uwzględnieniu subwencji rządowych, stanowych i innych oferowanych energetyce odnawialnej- oczywiście na koszt podatników. Co kilka lat budowa nowych źródeł OZE w USA ustaje w oczekiwaniu na decyzje Kongresu o przedłużeniu udzielania subwencji, po czym, gdy Kongres potwierdzi, że będą one nadal przyznawane, budowa wiatraków i ogniw fotowoltaicznych rusza znów gwałtownie naprzód by wykorzystać czasową koniunkturę.¹²⁰

W Polsce przez wiele lat OZE korzystały ze wsparcia, płaconego przez społeczeństwo w postaci zielonych certyfikatów. Od czasu do czasu pokazywały się wzmianki, że koszty tych certyfikatów oznaczają groszowe zmiany w opłatach, a organizacje takie jak Greenpeace posuwały się tak daleko, że twierdziły, jakoby morskie farmy wiatrowe były najkorzystniejszym ekonomicznie rozwiązaniem dla energetyki polskiej. Autorzy broszury „Morski wiatr kontra atom” utrzymywali nawet, że morskie farmy wiatrowe dadzą prąd tańszy niż z elektrowni jądrowych i powtórzyli te twierdzenie nawet w drugiej połowie 2012 roku, pomimo jednoznacznych danych z Niemiec, wskazujących na wysokie koszty energii wiatrowej.

Ale i broszura Greenpeace’u i artykuły wykazujące rzekome korzyści finansowe z budowy wiatraków były przeznaczone dla szerokiego ogółu czytelników, którzy mają w sondażach głosować za rozwojem wiatraków. Natomiast Sejmowi trzeba było przedłożyć prawdziwe dane, by uzyskać gwarancję wieloletnich subwencji dla deweloperów wiatraków. Dlatego Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej PSEW zleciło znanej firmie konsultingowej Ernst & Young dokonanie oceny kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł w tym także z wiatraków i z ogniw fotowoltaicznych. Jak pisaliśmy na wstępie, okazało się, że koszt energii z elektrowni systemowych jest niski- około 313 zł/MWh dla elektrowni jądrowych – a z OZE wysoki: 713 zł/MWh dla morskich farm wiatrowych i 998 zł/MWh z ogniw fotowoltaicznych. Wyniki te zostały uzgodnione z PSEW i z Europejskim Stowarzyszeniem Energii Wiatrowej EWEA i wywieszone na stronie internetowej PSEW. Trudno o bardziej jednoznaczną aprobatę dla obliczonych przez E&Y wysokich kosztów energii wiatrowej. Oczywiście, taka szczerłość była spowodowana staraniami o wysokie subwencje. I rzeczywiście, według projektu ustawy o OZE, wsparcie jakiego miało udzielić społeczeństwo polskie deweloperom OZE oznaczało wydanie dodatkowo- ponad normalną cenę energii elektrycznej, około 75 miliardów złotych od 2006 do 2020 roku. A po 2020 roku? Opłaty miały być jeszcze wyższe, ale o tym już twórcy projektu ustawy milczeli...

Ale prawda o wysokich subwencjach dla OZE jest niewygodna propagandowo, więc mimo przedstawienia wyników firmy E&Y w internecie i przekazania ich do Sejmu, kierownictwo

¹¹⁸ <http://www.wsj.com/articles/germanys-expensive-gamble-on-renewable-energy-1409106602>

¹¹⁹ Öko-Institut (2015): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Studie im Auftrag von Agora Energiewende <http://www.agora-energiewende.org/topics/the-energiewende/detail-view/article/energiewende-kostenscheitel-in-sicht/>

¹²⁰ <http://www.forbes.com/sites/larrybell/2014/02/09/loss-of-production-tax-credits-brings-big-wind-chill-to-cooling-subsidy-dependent-market/>

Instytutu Energetyki Odnawialnej wystąpiło z artykułem utrzymującym, że jednak ...OZE są tańsze! Bezstronny czytelnik może być zdziwiony, że lobbyści OZE mieli odwagę żądać 75 miliardów i jednocześnie twierdzić, że ich wiatraki dają energię taniej niż elektrownie systemowe. Ale to autorów z IEO nie powstrzymało – jeżeli się wystarczająco długo będzie wypisywać różne argumenty, to czytelnik może zapomnieć o tych nieszczęsnych 75 miliardach i uwierzy, że wiatraki to tania energia... W ostatecznie przyjętej wersji ustawy o OZE takiej oceny zbiorczej nie ma. Dzięki systemowi aukcji wprowadzonemu wbrew gwałtownym protestom lobbystów OZE można oczekiwać, że koszty OZE będą mniejsze niż proponowano w pierwotnej wersji ustawy choć i tak wysokie. Ale warunki dla elektrowni wiatrowych i słonecznych w Polsce są nadal gorsze niż w innych krajach, więc taniej energii z OZE nie można oczekiwać.

Prawdę o kosztach OZE można też było przeczytać przy okazji wystąpienia grupy 10 zielonych organizacji niemieckich i austriackich z firmą Greenpeace Energy na czele protestujących przeciwko budowie nowych jądrowych bloków energetycznych w elektrowni jądrowej w Hinkley Point C w Wielkiej Brytanii. Grupa ta ogłosiła, że zamierza wystąpić ze skargą do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości przeciwko decyzji Komisji Europejskiej zezwalającej na budowę tych bloków.¹²¹ Mieszanie się organizacji niemieckich i austriackich w wewnętrzne decyzje rządu brytyjskiego trzeba było jakoś uzasadnić. I te zielone organizacje podały powód pisząc że budowa elektrowni jądrowych w Wielkiej Brytanii i w innych krajach UE ... spowoduje obniżenie cen energii elektrycznej w Niemczech. Stwierdzenie to firmy niemiecko-austriackie opierają na wynikach studium¹²² zleconego przez nie same berlińskiemu instytutowi Energy Brainpool Institute, którego obliczenia wykazały, że elektrownie jądrowe „obecnie planowane” w sześciu krajach Unii Europejskiej „mogą obniżyć ceny hurtowe energii elektrycznej w Niemczech o 11.8%.”¹²³

W raporcie Energy Brainpool rozpatrzono trzy warianty, z czego trzeci zwany „Domino+”, to właśnie zrealizowanie planów rozbudowy EJ w krajach europejskich wymienionych na początku tego raportu. Na str. 18 czytamy „W scenariuszu Hinkley ceny prądu brytyjskiego silnie zmaleją w stosunku do scenariusza bez elektrowni Hinkley Point C, ponieważ najdroższe źródła prądu bardzo rzadko będą potrzebne. Dlatego cena prądu w Wielkiej Brytanii w 2040 roku zmaleje średnio o 7,2 EUR/MWh.”

„W scenariuszu „DOMINO+“ rozbudowa elektrowni jądrowych w całej Europie spowoduje skutki przedstawione na rys. 12. Będą one większe niż w scenariuszu Hinkley i spowodują obniżenie ceny podstawowej w Niemczech o 5,7 Euro/MW to znaczy około 12 %...”, w oryginale: „der Base-Preis um rund 5,7 EUR/MWh und damit um rund 12 Prozent“

Na rys. 12 – którego ze względu na prawa autorskie nie przytaczamy, ale który można łatwo znaleźć w cytowanym raporcie na str.24 widać, że „Strompreisveränderung im Prozent des Jahresbase Deutschland” dla roku 2040 wynosi – 11,8%.

Takie stwierdzenia w raporcie zleconym przez Greenpeace są jaskrawo sprzeczne z wielokrotnie powtarzanymi przez Greenpeace twierdzeniami o wysokich kosztach energii jądrowej i konkurencyjności OZE. „Zielone” firmy jednak musiały uzasadnić, czemu wtrącają

¹²¹ <http://www.world-nuclear-news.org/NN-New-legal-challenge-for-Hinkley-Point-C-0307157.html> oraz <https://www.linkedin.com/pulse/new-legal-challenge-hinkley-point-c-samuel-wu>

¹²² Energy Brainpool Auswirkungen Von Hinkley Point C Auf Den Deutschen Strommarkt Berlin, 1. Juli 2015 im Auftrag von Greenpeace Energy e.G.,

¹²³ <http://www.rechargenews.com/wind/1405020/renewable-power-groups-start-legal-challenge-to-uk-nuclear-support>

się w sprawy innego państwa i to tak odległego od Austrii i Niemiec jak Wielka Brytania, a stwierdzenie, że budowa elektrowni jądrowych godzi w ich zyski, jest takim uzasadnieniem.

Frazesów o korzyściach społecznych mających wynikać z wysokich cen OZE tym razem Greenpeace nie przedstawiał. Wiemy też, czemu lobbyści OZE tak bardzo zwalczają energetykę jądrową. Bynajmniej nie z troski o bezpieczeństwo lub zdrowie ludzi, ale dlatego, że: *„Der Bau und die Nutzung von geförderter Kernenergie in Europa haben damit einen eindeutigen Effekt auf den deutschen Strommarkt. ...deutsche Erneuer bare-Energien-Anlagen weniger Einnahmen generieren können..*, czyli w tłumaczeniu: *„Budowa i wykorzystanie energii jądrowej mają jednoznaczny wpływ na niemiecki rynek energetyczny. Niemieckie instalacje OZE będą generowały mniej dochody”*

Sami autorzy raportu Energy Brainpool napisali na str. 25 podsumowanie: *„Eine weitere Verstärkung strompreissenkender Effekte in Deutschland ergibt sich bei Betrachtung europäischer Kernkraftwerksausbaupläne, die sich auf das Beispiel Hinkley Point C stützen.“*, czyli w tłumaczeniu: **„wskutek rozbudowy europejskiej energetyki jądrowej opartej na rozwiązaniach przyjętych dla Hinkley Point C. nastąpi dalsze wzmocnienie efektu obniżki cen energii elektrycznej w Niemczech ”**

Teraz można zrozumieć, czemu opublikowaniu tych informacji sprzeciwiają się lobbyści OZE. Raport był przygotowany, by dostarczyć rzeczowego – czyli finansowego - argumentu wykazującego, że zwolennicy OZE mają prawo protestować w sądzie przeciw energetyce jądrowej, bo zmniejszy ona ich dochody. Ale lobbyści OZE woleliby do tego się nie przyznawać, przynajmniej nie wobec polskiego społeczeństwa. Nie mają oni ochoty przyznawać, że interesy producentów OZE są wyraźnie sprzeczne z interesami społeczeństwa.

Tak więc na „wsparcie” OZE potrzeba tylko w Polsce dziesiątków miliardów złotych. Ale takie wielkości wsparcia we wszystkich krajach to tylko pieniądze dla deweloperów na sfinansowanie samych instalacji OZE. Kwota ta nie obejmuje drugiej części kosztów ponoszonych przez społeczeństwo, mianowicie kosztów przerywanego charakteru pracy wiatraków, które musi jednak ktoś ponosić – w praktyce system energetyczny, a więc wszyscy płatnicy rachunków za energię elektryczną. Koszty te omówimy w rozdziale 3.

2.4 Koszty wytwarzania energii elektrycznej uśrednione w całym cyklu życia (LCOE)

2.4.1 Stopa procentowa

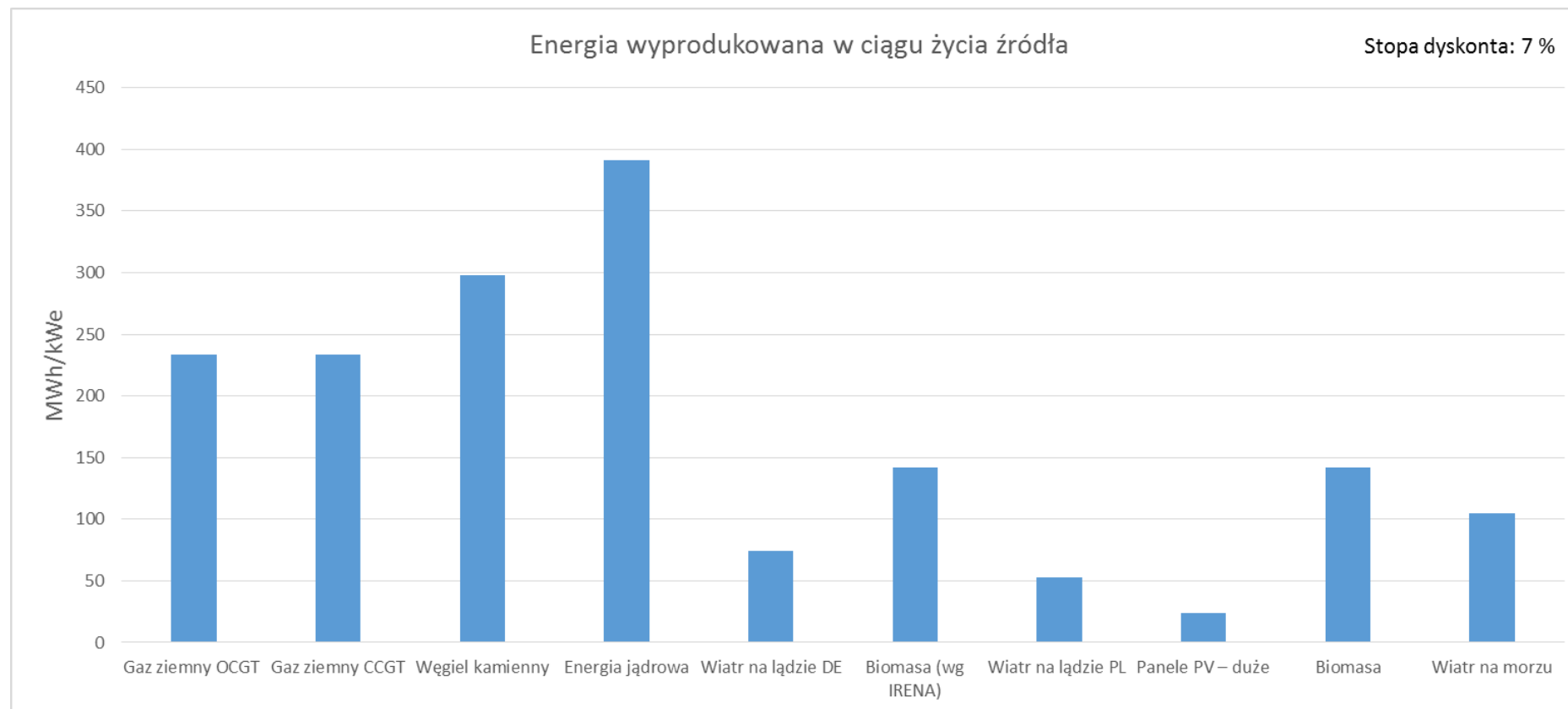
W warunkach polskich najbardziej istotne dla dalszych decyzji są koszty wytwarzania energii w elektrowniach węglowych – stanowiących podstawę naszego bezpieczeństwa energetycznego - i mających je uzupełnić technologii niskoemisyjnych, a więc energii jądrowej wiatru słońca i biomasy. Koszty te zależą silnie od oprocentowania kapitału, o czym pisaliśmy powyżej w sekcji 1.2.6.

Tabela 2.11 Nakłady inwestycyjne na źródła energii elektrycznej.

Technologia	Średnie Bezp. Nakł. Inw.	Kraj	Bezp. Nakłady inwest. USD/kW.	Nakłady inwest. stopa 7% USD/kW	Wsp. wykorzyst. mocy zainst.	Czas pracy użytecznej, lat	Czas pracy na pełnej mocy w ciągu życia	Energia produkowana w ciągu życia, MWh/ kWe	Nakłady inwest. (7%) na MWh energii el. wytworzonej w ciągu życia USD/MWh	Nakłady inwest. (7%) tys. USD na kW mocy średniej
Gaz ziemny – turbina gazowa o obiegu otwartym OCGT	708	Niemcy	548	586	85%	30	25.5	233,8	2,5	0,69
Gaz ziemny –blok gazowo-parowy o cyklu łączonym CCGT	1 021	Niemcy	974	1 042	85%	30	25.5	233,8	4,46	1,17
Węgiel kamienny	2 080	Niemcy	1 643	2 054	85%	40	34	297.8	6,89	2,42
Energia jądrowa	4 480	Finlandia	5 250	6 714	85%	60	51	391.4	17,15	7,90
Wiatr na lądzie N.	1 940	Niemcy	1 841	1 905	34%	25	8,5	74.5	25,6	5,60
Biomasa + turbina wartość średnia wg IRENA	4000 w USA ¹²⁴	Wg IRENA		4000	65%	25	16,25	142.3	28,1	6.15
Wiatr na lądzie PL		Polska	1 841	1 905	24%	25	6.0	52,5	36,6	7,94

¹²⁴ Wg IRENA , USA system o mocy 8,8 MWe. Dla mniejszych znacznie więcej, np dla 0,5 MWe 14790 USD/kW.

Panele PV – duże	1 562	Niemcy	1 200	1 241	11%	25	2.75	24,1	51,5	11,28
Biomasa+turbina	4 447	Włochy	6 945	7 474	65%	25	16,25	142.3	52,5	11,50
Wiatr na morzu	4 985	Niemcy	5 933	6 137	48%	25	12	105.1	58,4	12,78



Rys. 2.13 Energia wyprodukowana w okresie eksploatacji źródła energii, przypadająca na jednostkę mocy źródła, MWh/kWe

Inwestycje energetyczne uważane są za pewne i stosuje się do nich niskie stopy procentowe. Wątpliwości inwestorów mogą budzić inwestycje OZE, dokonywane nie na bazie rachunku ekonomicznego, lecz na bazie subsydiów państwowych zależnych od politycznej koniunktury. Subsidia te nie są pewne na dłuższą metę – np. w Hiszpanii pod wpływem trudności budżetowych rząd podjął decyzje o zdecydowanej redukcji subsydiów dla energii słonecznej¹²⁵, w Wielkiej Brytanii po ostatnich wyborach rząd skasował sybsydia dla 2500 wiatraków¹²⁶, a w USA przy zbliżaniu się terminu wznowiania dopłat do OZE występowała obawa inwestorów i zastój w budowie nowych obiektów.¹²⁷

Inne powody do zaniepokojenia występują w przypadku elektrowni jądrowych – inwestorzy, a za nimi banki, boją się możliwych decyzji rządowych, które mogą spowodować np. obłożenie elektrowni opłatami za emisję CO₂ (choć elektrownia jądrowa nie emituje CO₂) jak w UK¹²⁸ i Szwecji¹²⁹ lub obłożenie podatkiem paliwa jądrowego jak w Niemczech¹³⁰ (bo EJ daje nadmiernie duże zyski i trzeba przelać część pieniędzy na nierentowne OZE). W krańcowym przypadku rząd może zdecydować o zamknięciu elektrowni jądrowej, chociaż urząd dozoru jądrowego stwierdza, że jest ona bezpieczna i może pracować jeszcze wiele lat (Niemcy, Francja¹³¹, Szwecja). Dlatego przed udzieleniem inwestorowi kredytu na budowę elektrowni banki chcą gwarancji rządowych, gwarantujących, że elektrownia nie zostanie zatrzymana z powodów politycznych..

W świetle obecnych przepisów, zapewniających OZE bezwzględne pierwszeństwo w dostarczaniu prądu do sieci energetycznej, a nawet wymuszających, że system energetyczny musi odbierać prąd od OZE nawet wtedy gdy nie jest on potrzebny, inwestorzy zamierzający budować elektrownie systemowe (węglowe, jądrowe, gazowe) oczekują też gwarancji, że prąd z tych elektrowni będzie odbierany. Dlatego udzielenie przez rząd gwarancji ma istotny wpływ na wysokość oprocentowania kapitału. W tabelach poniżej podane są koszty uśrednione na cały okres pracy elektrowni dla trzech wyżej wymienionych stóp procentowych, ale jako najbardziej prawdopodobny i ostrożny wariant przyjmujemy stopę 7% rocznie

¹²⁵ <http://www.instituteforenergyresearch.org/2012/04/09/spain-halts-feed-in-tariffs-for-renewable-energy/>

¹²⁶ <http://wysokienapiecie.pl/oze/809-antywiatrakowa-rewolucja-na-wyspach>

¹²⁷ http://www.winddaily.com/reports/Blown_away_US_suspends_wind_power_subsidies_for_now_999.html

¹²⁸ http://en.wikipedia.org/wiki/Climate_change_levy_%28UK%29

¹²⁹ WNA: Nuclear Power in Sweden (Updated September 2009)

¹³⁰ German nuclear life extension becomes law, 09 December 2010

<http://www.neimagazine.com/story.asp?storyCode=2058411>

¹³¹ http://www.world-nuclear-news.org/RS-Fessenheim_1_reinforcements_complete-0907137.html

2.4.2 Węgiel

Tabela 2.12: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni węglowych

Kraj	Technologia	Moc netto	Spraw- ność	Koszty inwestycyjne ¹³²			Koszty remontów i likwidacji			Koszt paliwa	Koszty CO2	Koszty O&M	LCOE		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%
		MWe	%	USD/MWh			USD/MWh			USD/ MWh	USD/ MWh	USD/ MWh	USD/MWh		
Niemcy	WK	700	46%	9.41	18.00	25.96	0.10	0.03	0.01	26.38	21.98	9.14	67.01	75.53	83.47
	WB	900	43%	11.77	22.50	32.45	0.12	0.03	0.01	14.88	28.20	11.07	66.04	76.69	86.61
	Ultra- superkry- tyczne	777	46%	16.68	30.70	43.75	0.20	0.06	0.02	31.49	21.90	8.88	79.15	93.03	106.04
		1 554	46%	16.16	29.74	42.38	1.84	2.34	2.68	31.49	22.20	7.81	79.51	93.58	106.56
USA	Superkry- tyczne, pył węglowy	750	43%	17.62	28.93	39.20	0.29	0.12	0.06	28.42	25.20	11.12	82.64	93.79	104.00

¹³² Nakłady inwestycyjne – to wydatki w fazie inwestycji, niezbędne dla zbudowania elektrowni. Koszty inwestycyjne, to składowa kosztu energii elektrycznej w ciągu życia elektrowni, potrzebna dla spłacenia nakładów inwestycyjnych wraz z odsetkami.

Gaz

Generacja energii elektrycznej z elektrowni opalanych gazem ziemnym jest popularną opcją w krajach OECD ze względu na stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne, krótki czas budowy, wysoką sprawność i elastyczność w eksploatacji. Istotnym czynnikiem jest także niższa niż dla elektrowni węglowych emisja CO₂, chociaż w ostatnich latach obniżenie ceny zezwoleń emisyjnych zmniejszyło wpływ tego składnika kosztów eksploatacji. W raporcie zbiorczym OECD 2015 zamieszczono dane dla 17 elektrowni na gaz ziemny z 12 krajów, w tym 13 to elektrownie CCGTs a cztery OCGTs.

Tabela 2.13: Nakłady inwestycyjne na elektrownie gazowe

Kraj	Technologia	Moc Netto	Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej	Nakłady inwestycyjne bez-pośrednie	Nakłady Inwestycyjne		
					3%		3%
		MWe			%	USD/kWe	USD/kWe
Belgia	CCGT	420	60%	1 053	1 085	1 128	1 160
	OCGT	280	44%	933	961	999	1 028
Francjae	CCGT	575	61%	980	1 025	1 086	1 134
Niemcy	CCGT	500	60%	974	1 003	1 042	1 072
	OCGT	50	40%	548	564	586	603
Węgry	CCGT (dual fuel)	448	59%	943	991	1 058	1 111
Japonia	CCGT	441	55%	1 246	1 284	1 334	1 373
Korea	CCGT	396	58%	1 014	1 042	1 079	1 107
	CCGT	791	61%	845	868	899	922
Holandia	CCGT	870	59%	1 134	1 168	1 214	1 249
Nowa Zelandia	CCGT	475	45%	1 289	1 328	1 380	1 420
	OCGT	200	30%	851	876	911	937
Portugalia	CCGT	445	60%	1 067	1 099	1 142	1 175
UK	CCGT	900	59%	953	1 006	1 079	1 136
	OCGT	565	39%	500	521	551	574
USA	CCGT	550	60%	1 143	1 194	1 266	321

1. Moc netto odnosi się do mocy bloku lub do połączonej mocy bloków w danej elektrowni

2. Nakłady bezpośrednie obejmują wydatki przed rozpoczęciem budowy (koszty inwestora) koszty budowy (EPC- prace inżynieryjne, dostawy, budowa) i rezerwę na nieprzewidziane, ale nie obejmują oprocentowania kapitału podczas budowy (IDC).

3. Nakłady inwestycyjne obejmują nakłady bezpośrednie z rezerwą na nieprzewidziane i oprocentowanie kapitału podczas budowy IDC.

4. Dane dla niemieckich CCGT i OGCT uzyskano z opublikowanych informacji.

2.4.3 Energia jądrowa

Tabela 2.14: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni jądrowych

Kraj	Technologia	Moc netto	Koszty inwestycyjne ¹³³			Koszty remontów i likwidacji			Koszt paliwa	Koszty CO2	Koszty O&M	LCOE		
			3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%
		MWe	USD/MWh			USD/MWh			USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh		
Finlandia	ALWR	1 600	27.89	62.09	95.87	0.44	0.06	0.01	5.09	0.00	14.59	48.01	81.83	115.57
	ALWR	1 200	35.50	79.31	122.81	0.41	0.05	0.01	5.09	0.00	16.23	57.23	100.69	144.14
Francja	ALWR*	1 630	26.91	59.92	92.53	0.40	0.06	0.01	9.33	0.00	13.33	49.98	82.64	115.21
UK	ALWR	2 x 1650	31.59	68.42	103.46	0.54	0.09	0.02	11.31	0.00	20.93	64.38	100.75	135.72
USA	ALWR	1 400	30.75	54.86	79.16	1.26	0.52	0.26	11.33	0.00	11.00	54.34	77.71	101.76

¹³³ Nakłady inwestycyjne – to wydatki w fazie inwestycji, niezbędne dla zbudowania elektrowni. Koszty inwestycyjne, to składowa kosztu energii elektrycznej w ciągu życia elektrowni, potrzebna dla spłacenia nakładów inwestycyjnych wraz z odsetkami.

Energia słoneczna

Tabela 2.15: Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni słonecznych

Kraj	Technologia	Moc netto	Współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej	Roczna strata sprawności	Nakłady inwestycyjne			Koszty O&M			LCOE		
					3%	7%	10%	3%	7%	10%	3%	7%	10%
		MWe	%	%	USD/MWh			USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh		
Germany	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.005	11%	0.4%	128.10	190.01	242.81	33.46	33.21	33.06	161.5	223.2	275.8
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.5	11%	0.4%	92.47	137.16	175.27	24.15	23.98	23.86	116.6	161.1	199.1
	Panele PV – duże na ziemi	5	11%	0.4%	72.96	108.23	138.30	19.06	18.92	18.83	92.02	127.14	157.13
Spain	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.02	19%	0.5%	63.93	99.99	130.90	36.67	36.03	35.80	100.60	136.02	166.70
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.1	19%	0.5%	52.73	82.49	107.98	50.23	49.53	49.23	102.97	132.01	157.21
	Panele PV – duże na ziemi	5	19%	0.5%	40.89	64.07	83.98	46.43	45.85	45.59	87.33	109.92	129.57
	Zwierciadła słoneczne, (CSP) –	50	31%	0.0%	172.60	259.30	334.25	90.79	89.04	88.35	263.39	348.35	422.60

	bez magazynowania												
United Kingdom	Panele PV – duże na ziemi	5	11%	0.5%	88.27	130.70	166.82	37.40	37.06	36.85	125.67	167.76	203.66
	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.003	10%	0.5%	142.33	232.30	308.88	44.92	44.18	43.75	187.25	276.47	352.63
United States	Panele PV – mieszkaniowe na dachu	0.1	15%	0.5%	91.62	142.88	186.63	14.30	13.23	12.82	105.92	156.12	199.45
	Panele PV – komercyjne na dachu	0.8	15%	0.5%	70.82	110.45	144.27	7.57	6.79	6.50	78.39	117.24	150.76
	Panele PV – duże na ziemi	1.5	21%	0.5%	48.01	74.87	97.79	5.50	4.96	4.76	53.50	79.84	102.56
	Słoneczne, termiczne (CSP) – 6 h rezerwy	250	34%	0.0%	60.58	95.68	125.95	17.97	17.38	17.17	78.54	113.06	143.12
	Słoneczne, termiczne (CSP) – 12 h rezerwy	250	55%	0.0%	51.59	81.48	107.26	14.38	13.88	13.70	65.97	95.36	120.96

2.4.4 Wiatr

Tabela 2.16 Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych

Kraj	Technologia	Moc netto	Współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej	Nakłady inwestycyjne			Koszty napraw i likwidacji			Koszty O&M	LCOE		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%		3%	7%	10%
		MWe	%	USD/MWh			USD/MWh			USD/MWh	USD/MWh		
Dania	Wiatr lądzie na	10	34%	39.17	56.09	70.81	0.87	0.47	0.29	14.26	54.30	70.82	85.36
	Wiatr morzu na	10	47%	69.49	108.00	142.76	1.31	0.62	0.35	27.23	98.02	135.85	170.33
Niemcy	Wiatr lądzie na	2	34%	41.55	58.36	72.62	0.93	0.50	0.32	34.67	77.15	93.53	107.60
	Wiatr morzu na	5	48%	94.85	133.20	165.75	2.13	1.15	0.72	49.33	146.31	183.68	215.80
UK	Wiatr lądzie na	72	28%	57.70	87.73	114.43	0.00	0.00	0.00	36.24	93.94	123.97	150.67
	Wiatr morzu na	347	38%	69.83	106.19	138.97	0.00	0.00	0.00	52.08	121.91	158.27	191.05
	Wiatr morzu na	833	39%	74.67	113.08	147.94	0.00	0.00	0.00	61.15	135.82	174.23	209.09
USA	Wiatr lądzie na	50	49%	20.94	31.28	40.16	0.41	0.19	0.11	11.37	32.71	42.85	51.64

	Wiatr na lądzie	50	43%	26.11	39.01	50.09	0.51	0.24	0.13	12.98	39.60	52.23	63.20
	Wiatr na lądzie	50	35%	32.75	48.94	62.83	0.63	0.30	0.17	16.08	49.46	65.32	79.08
	Wiatr na morzu, płytko	3	42%	70.58	105.46	135.39	1.22	0.58	0.33	31.15	102.95	137.19	166.87
	Wiatr na morzu średnia głębokość	5	45%	72.21	107.90	138.52	1.25	0.59	0.33	28.88	102.34	137.37	167.73
	Wiatr na morzu – głęboko	6	48%	80.38	120.10	154.19	1.39	0.66	0.37	33.81	115.58	154.58	188.38

2.4.5 Inne OZE

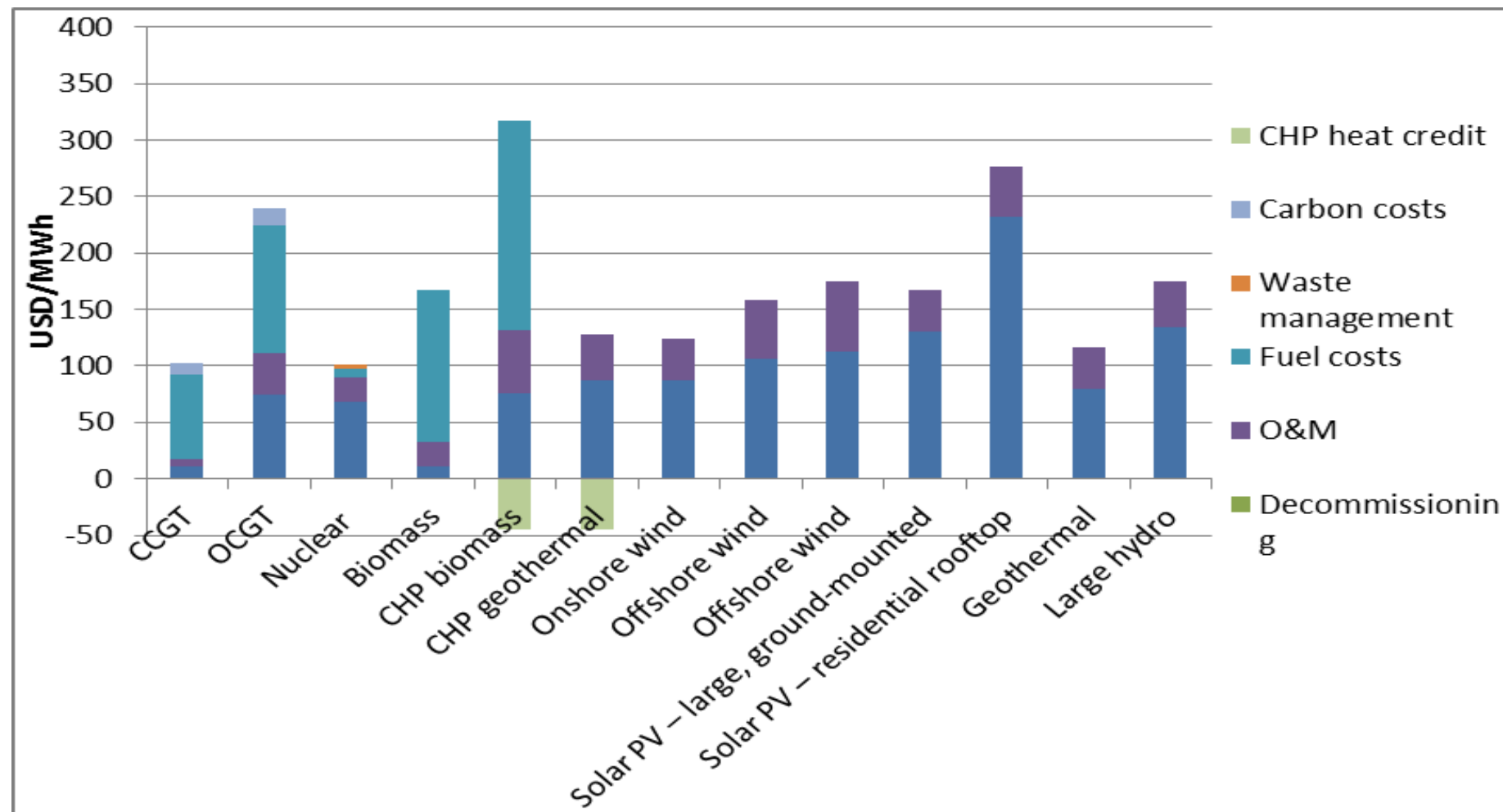
Tabela 2.17 Uśrednione w ciągu życia koszty energii elektrycznej z innych OZE

Kraj	Technologia	Moc netto	Współczynnik wykorzystania mocy maksymalnej	Nakłady inwestycyjne			Koszty napraw i likwidacji			Koszt paliwa i odpadów	Koszt CO ₂	Koszt y O&M	LCOE		
				3%	7%	10%	3%	7%	10%				3%	7%	10%
		MWe	%	USD/MWh			USD/MWh			USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh		
Niemcy	Hydro małe, rzeka	2	55%	77.2	171.9	265.4	0.48	0.08	0.02	0.00	0.00	41.10	118.8	213.1	306.51
	Hydro duże rzeka	20	63%	47.4	105.7	163.4	0.29	0.05	0.01	0.00	0.00	17.40	65.08	123.2	180.80
	Hydro duże – pompowo szczytowa	218	28%	56.1	132.5	206.4	0.23	0.02	0.00	0.00	0.00	12.14	68.46	144.7	218.59
Hiszpania	Biomasa – turbina	10	75%	36.5	56.83	75.11	0.69	0.33	0.18	73.41	0.00	41.22	151.9	171.8	189.9
	Biogaz –	1.5	48%	50.1	76.19	97.82	0.99	0.47	0.26	0.00	0.00	60.52	112.5	137.2	158.6

	silnik														
	Spalanie odpadów stałych - turbina	15	56%	103	160.1	211.6	1.93	0.92	0.52	0.00	0.00	124.3	229.3	285.3	336.46
	Małe hydro rzeka	2	39%	44.8	69.66	92.08	0.84	0.40	0.22	0.00	0.00	38.40	84.06	108.5	130.70
	Małe hydro zbiornik	2	40%	27.8	42.31	55.11	0.53	0.25	0.14	0.00	0.00	38.40	66.70	80.96	93.65
	Duże hydro rzeka	20	39%	32.2	50.03	66.13	0.60	0.29	0.16	0.00	0.00	32.40	65.20	82.72	98.70
	Duże hydro zbiornik	20	40%	19.9	30.43	39.63	0.38	0.18	0.10	0.00	0.00	0.00	20.35	30.61	39.73
United Kingdom	Biomasa	900	65%	7.95	11.52	14.58	0.17	0.09	0.05	134.68	0.00	21.10	163.9	167.4	170.41
	Duże hydro	11	35%	74.5	133.9	186.8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	41.02	115.5	174.9	227.80
	Geotermia	6.8	91%	50.0	79.45	106.7	0.92	0.44	0.25	0.00	0.00	37.09	88.03	116.9	144.01
United States	Biomasa	100	85%	32.4	53.16	72.03	0.52	0.22	0.11	51.80	0.00	14.46	99.15	119.6	138.39
	Hydro – nowy strumień	20	66%	40.9	86.19	131.5	0.35	0.08	0.02	0.00	0.00	5.06	46.34	91.34	136.6
	Hydro – nowy strumień	30	62%	58.8	123.8	188.8	0.50	0.11	0.03	0.00	0.00	5.19	64.47	129.1	194.1
	Geotermia – binarny cykl Rankina	20	80%	46.5	74.87	99.99	0.76	0.32	0.16	0.00	0.00	16.35	63.61	91.54	116.5

2.5 Uśrednione w ciągu życia elektrowni koszty wytwarzania energii elektrycznej w samej elektrowni

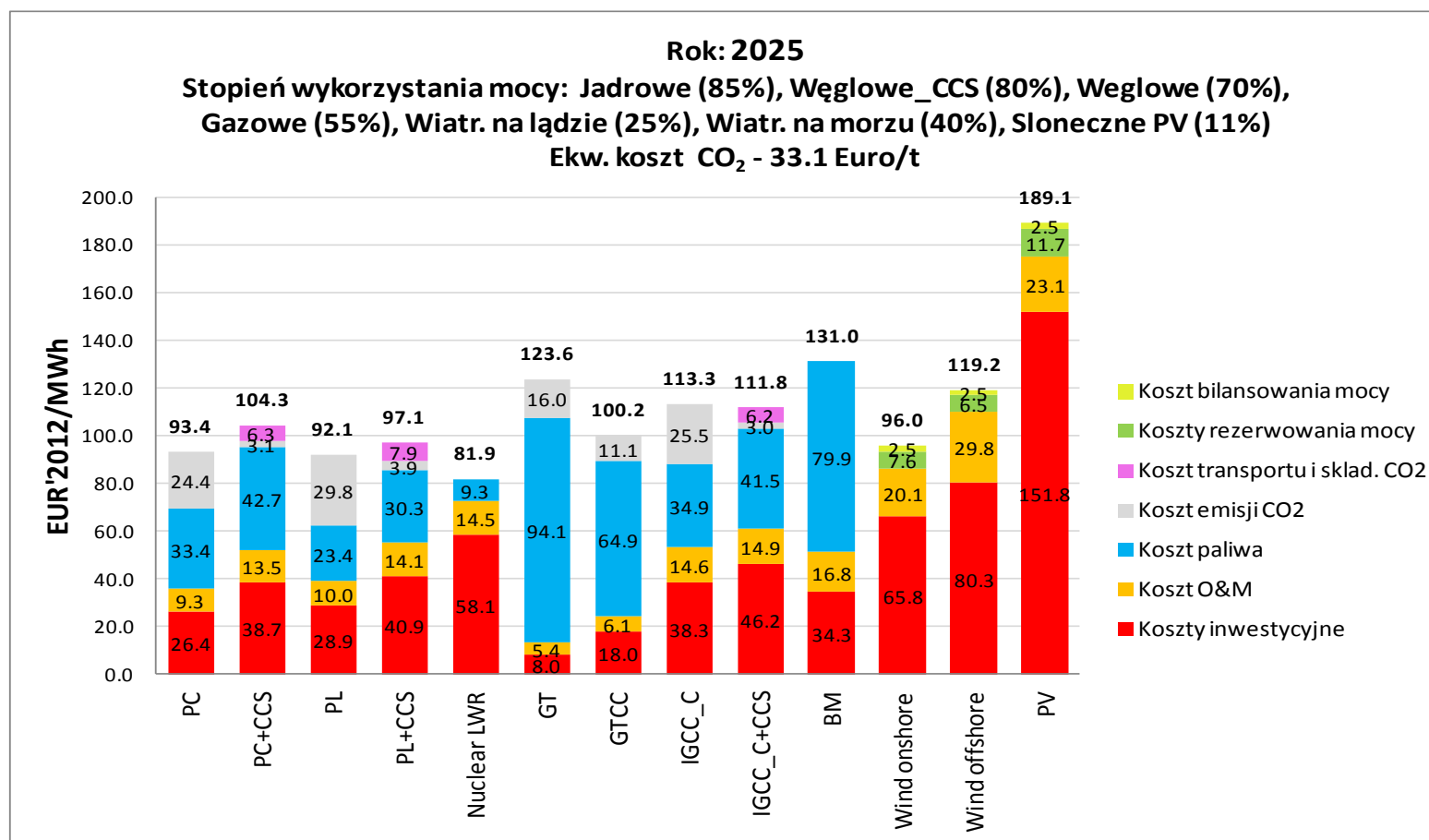
Zestawienie kosztów dla UK, gdzie wiatry są dużo silniejsze niż w Polsce, a więc korzystne dla OZE.



Rys. 2.14 Uśrednione w ciągu życia elektrowni koszty wytwarzania energii elektrycznej w UK, stopa procentowa – 7%

Najniższe koszty występują przy wytwarzaniu energii elektrycznej w EJ i w CCGT. Koszty dla wiatru są znacząco wyższe.

Podobne wyniki dały oceny wykonane przez ARE na zlecenie ministerstwa Gospodarki



Rys. 2.15 Koszty wewnętrzne dla samych elektrowni wg ocen ARE¹³⁴

¹³⁴ Aktualizacja analizy porównawczej kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawianych źródłach energii, ARE S.A. kwiecień 2013

2.6 Stosunek energii wytworzonej do energii użytej EROI - narzędzie do optymalizacji miksu energetycznego

Z punktu widzenia potrzeb energetycznych następnych pokoleń, szczególnie ważną cechą źródła energii jest stosunek energii wytworzonej do energii zainwestowanej w to źródło w całym cyklu jego życia – (*Energy Returned on Investment* - EROI). Im liczba EROI jest większa tym pozyskanie energii z tego źródła jest łatwiejsze i tańsze. Odwrotnie, jeśli liczba jest mała, to pozyskanie energii jest trudne i energia jest droga.

EROI równe 1 oznacza brak zysku w energii. Właściwe EROI dla nowoczesnego społeczeństwa powinno przekraczać wartość 7 (poziom cywilizacyjny zapewniający możliwość uczenia się, uprawiania sztuki i odpoczynku na wakacjach, typowy dla krajów OECD).

Rysunek (z pracy Weissbach et.al.)¹³⁵ poniżej pokazuje EROI dla różnych źródeł energii elektrycznej bez i z uwzględnieniem magazynowania energii.

W przypadku energetyki jądrowej największe zapotrzebowanie energii występuje na etapie wydobywania uranu i jego wzbogacania. W przyszłości dominować będzie zapotrzebowanie energii na wydobywanie rudy uranowej, ponieważ w procesie wzbogacania następuje przejście od technologii dyfuzyjnej do wirówkowej (już obecnie ponad 80% wzbogacania uranu odbywa się w procesie wirówkowym) natomiast zapotrzebowanie energii na wydobywanie coraz uboższych rud uranowych będzie z biegiem czasu wzrastało.

W pracy Weissbacha i innych przyjęto potoki masowe rudy uranowej podawane przez Leeuwena¹³⁶, a zużycie siarki będącej najważniejszym składnikiem chemicznym w procesie oczyszczania uranu wzięto z publikacji przemysłu chemicznego¹³⁷. Zapotrzebowanie energii na wydobywanie uranu okazało się przy tym podobne, jak w danych opublikowanych dla kopalni Rossing¹³⁸. Liczbę godzin pracy na pełnej mocy przyjęto równą 8000 w oparciu o doświadczenie energetyki jądrowej w USA, gdzie współczynnik obciążenia dla wszystkich 104 bloków jądrowych w ostatnim dziesięcioleciu przekracza 90%, mimo że bloki te mają stare reaktory II generacji¹³⁹. Ponad połowa bloków w USA otrzymała już zezwolenie na pracę przez 60 lat¹⁴⁰, a zdaniem fachowców będą one pracować 80 lat¹⁴¹. Obudowa bezpieczeństwa i konstrukcje betonowe mogą wytrzymać jeszcze dłużej, dlatego przyjęcie 60 lat jest podejściem realistycznym.

¹³⁵ Energy intensities, EROIs, and energy payback times of electricity generating power plants.

http://festkoerper-kernphysik.de/Weissbach_EROI_preprint.pdf

¹³⁶ Storm van Leeuwen JW. Nuclear power { the energy balance. Part D, Ceedata Consultancy 2007;D.

¹³⁷ Postlethwaite D, Schul W, Stalmans M. A life-cycle inventory for the production of sulphur and caustic soda in Europe. *Tenside, surfactants, detergents* 1995;32/5:412-18

¹³⁸ Environmental impacts of uranium mining, website of the Rossing mining company, Rossing Uranium Limited 2012

¹³⁹ Nuclear Power Plant Operations, 1957-2010. From Annual Energy Review 2010, Energy Information Administration 2011.

¹⁴⁰ Fact Sheet on Reactor License Renewal. Website of the United States Nuclear Regulatory Commission 2012.

¹⁴¹ Workshop on Life Beyond 60 EPRI/DOE/CENG Demonstration Plant Project: EPRI Perspective. Electric Power Research Institute 2011

W analizie dla energii jądrowej przyjęto poziom progu, przy którym materiał w procesie wzbogacenia usuwa się jako odpad: 0.25% U-235, nakład pracy przy wzbogacaniu 2.5 SWU/kg dla pierwszych 80 t paliwa o wzbogaceniu około 2.3% U-235, i nakład pracy przy wzbogacaniu 4.8 SWU/kg dla paliwa świeżego o wzbogaceniu 3.5%, którego potrzeba około 24 t/rok..

Tabela 1.4.1 Stosunek energii wytworzonej do energii zainwestowanej w przypadku energii jądrowej w całym cyklu życia źródła – (*Energy Returned on Investment - EROI*).

Moc zainstalowana (netto)	1340 MWe
Liczba godzin pracy na pełnej mocy rocznie	8000
Okres pracy użytecznej	60 lat
Wyprodukowana energia elektryczna, netto	2 315 000 TJ
Zużycie energii na budowę	4050 TJ, z czego 35% energii elektrycznej
Zużycie energii na likwidację elektrowni	1150 TJ, z czego 40% energii elektrycznej
Zużycie energii na eksploatację	6900 TJ, z czego 68% energii elektrycznej
Zużycie energii na cykl paliwowy	18 800 TJ (9650 TJ) ¹⁴² z czego 68% energii elektrycznej
Łączne zużycie energii	30 900 TJ (21 750 TJ) z czego 60% (50%) energii elektrycznej
EROI	75 (105)

Liczby podane w tabeli 1.4.1 odnoszą się do cyklu pracy elektrowni jądrowej II generacji wykorzystującej uran za złóż obecnie eksploatowanych, ze wzbogacaniem uranu metodą dyfuzyjną. W nawiasach pokazano liczby oczekiwane przy wzbogacaniu uranu metodą wirówkową.

Dla odnawialnych źródeł energii wartość EROI jest znacznie mniejsza. Jest to skutkiem małej gęstości mocy uzyskiwanej w OZE – natężenie światła słonecznego to w Polsce średnio w ciągu roku 0,1 kW/m². Energia uzyskiwana z wiatraków to w najlepszych lokalizacjach około 10 W/m²¹⁴³, w Polsce oczywiście mniej z uwagi na mniejsze prędkości wiatru. Ponadto w opublikowanym niedawno studium wykazano, że biorąc pod uwagę wzajemne oddziaływanie wiatraków w dużych sieciach wiatrowych powodujące utratę prędkości wiatru wartość średnia dla farmy wiatrowej o powierzchni 100 km² to około 1 W/m²¹⁴⁴

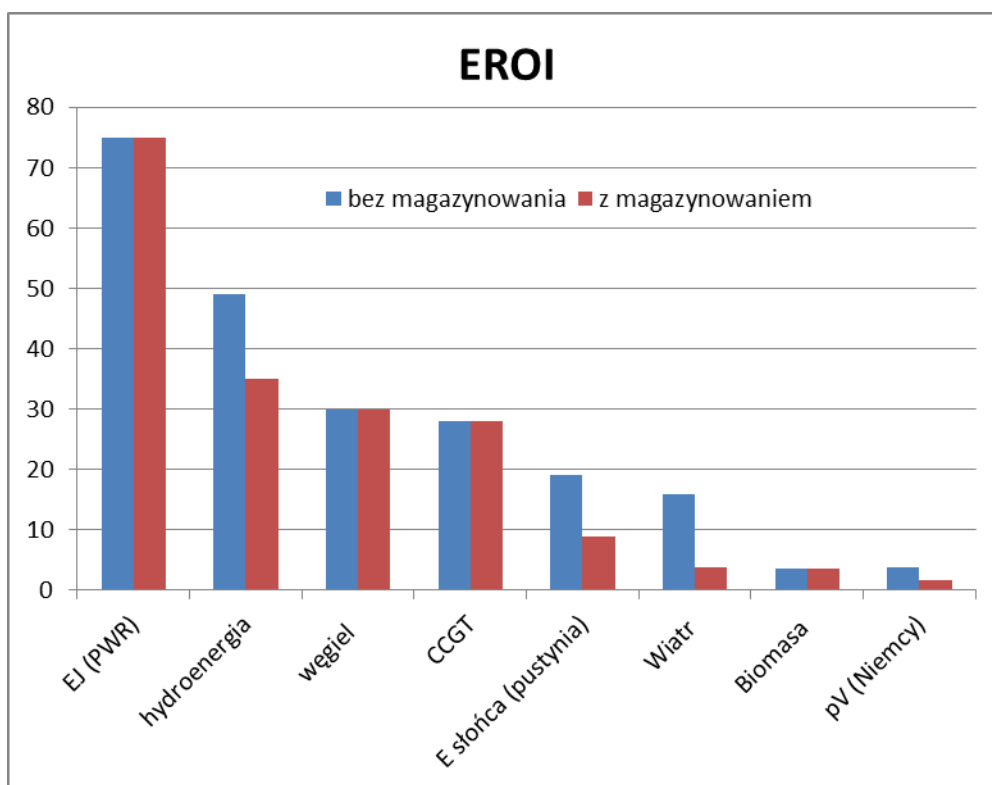
W przypadku źródeł niestabilnych konieczne jest magazynowanie energii, aby energia z tych źródeł była dostarczana do systemu zgodnie z zapotrzebowaniem. W analizie której wyniki pokazane są na rys. 1.4.2, jako źródła magazynowania energii użyto elektrowni szczytowo-pompowych, ponieważ są one najbardziej ekonomicznym sposobem magazynowania. Systemy baterii Li-Ion są o rząd wielkości mniej wydajne.

¹⁴² Wartości w nawiasach oznaczają dane dla wirówkowej technologii wzbogacania uranu

¹⁴³ MacKay D J C 2009 Sustainable Energy—Without the Hot Air (Cambridge: UTI Cambridge) p 386

(www.withouthotair.com)

¹⁴⁴ <http://energytransition.de/2013/04/watts-per-m2/> patrz zał. 1



Rys. 2.16 Stosunek energii wytworzonej do energii użytej EROI dla różnych źródeł energii (dane z pracy Weissbacha, wartość dla energii jądrowej obliczona dla obecnie wykorzystywanej rudy uranowej)

Z powyższego zestawienia widać, że odnawialne źródła energii (z magazynowaniem, ale bez hydroenergetyki) mają niskie współczynniki EROI. Wszystkie tradycyjne źródła wytwarzania mają wysokie EROI, z energetyką jądrową na czele.

Tylko włączenie tradycyjnych źródeł energii w odpowiedniej proporcji umożliwia uzyskanie EROI na poziomie odpowiadającym cywilizacyjnym wymaganiom społeczeństwa. Miks na poziomie 50% z OZE, 30% ze spalania i 20% z atomu daje EROI na poziomie 25. Na przykład dla aktualnego miksu energetycznego USA EROI wynosi około 40 (spalanie 68%, atom 19%, hydro 7%,).

Najszybciej rozwijające się obecnie gospodarki bazują głównie na węglu co daje EROI wystarczająco wysokie dla skutecznego rozwoju. Dla porównania dla Chin (2012) EROI wynosi 31, z czego 24 to spalanie, zaś 5 to hydroenergetyka.

Ekspertci sugerują, aby dążyć do globalnego miksu zawierającego wkłady energii po 1/3 z OZE (z hydroenergetyką), ze spalania i z atomu, co daje EROI około 36, w następującej proporcji; 6 energia odnawialna, 10 spalanie, 25 atom.¹⁴⁵

Dla Polski z miksem 2013 (ARE) EROI wynosi około 27, z czego 26 jest z węgla. Dla Polski z miksem 2030 (program rządowy) EROI wynosi około 32, z czego 17 jest z węgla, a 12 z atomu.

¹⁴⁵ The Catch-22 of Energy Storage. Z

<http://www.theenergycollective.com/barrybrook/471651/catch-22-energy-storage>

Dla porównania dla Niemiec z produkcją odnawialną na poziomie 37% EROI wynosi obecnie około 31, z czego produkcja odnawialna dostarcza około 4. Wyłączenie elektrowni jądrowych (teraz 17% produkcji) i zastąpienie tego przez energię odnawialną

3 KOSZTY WSPÓŁPRACY SYSTEMU ENERGETYCZNEGO Z ELEKTROWNIAМИ RÓŻNEGO TYPU¹⁴⁶.

3.1 Źródła kosztów

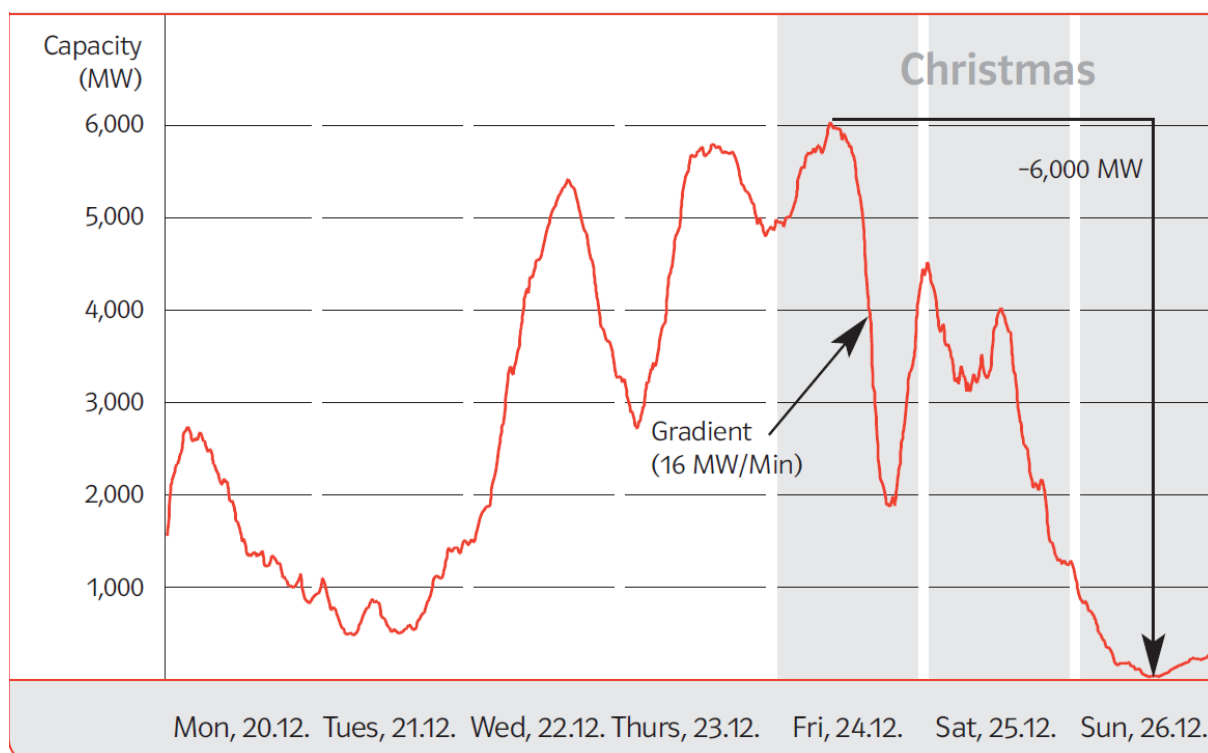
Koszty systemowe są szczególnie ważne w przypadku elektrowni poza systemowych, opartych na wietrze lub energii słonecznej. Wobec tego, że energii elektrycznej nie można w większej skali przechowywać, zapotrzebowanie i produkcja muszą być zrównoważone w każdej sekundzie. W przyszłości wprowadzenie sieci inteligentnych i zarządzanie popytem wraz z postępem w systemach składowania energii elektrycznej mogą przyczynić się do złagodzenia tego wymagania, ale obecnie jest to jeszcze w sferze nadziei.

Nieregulowane moce turbin wiatrowych i paneli słonecznych powodują trudności w równoważeniu wytwarzania z zapotrzebowaniem w systemie elektroenergetycznym, który musi utrzymywać stan równowagi. Osiągnięcia meteorologiczne pomagają w przewidywaniu mocy produkcyjnych OZE, ale nie stanowią rozwiązania problemu. Nawet jeśli spadek mocy zapowiedziany jest z wyprzedzeniem, to i tak musi być on skompensowany przez inne źródła energii, które można uruchomić w krótkim czasie, mianowicie hydroelektrownie zbiornikowe i szczytowe elektrownie gazowe, pracujące w razie potrzeby i pozostające w stanie wyłączenia przez resztę czasu. Mogą też to być elektrownie węglowe pracujące z rezerwą wirującą, czyli z niepełnym obciążeniem. Ponadto – w przypadku znacznych wahań wielkości energii wytwarzanej przez źródła OZE – może być konieczne nawet wyłączanie niektórych pracujących bloków ciepłych lub załączanie bloków stanowiących stojącą („interwencyjną”) rezerwę mocy. Powoduje to dodatkowe znaczne koszty związane ze statami rozruchowymi. Część kosztów takich źródeł rezerwowych powinna być dodawana do kosztu OZE obliczanego na poziomie elektrowni, tak by porównania z innymi źródłami, którymi można dysponować, miały sens.

Poważnym problemem są krótkotrwałe wahania parametrów energii elektrycznej w sieci, powodowane przez nagłe podmuchy wiatru lub ciszę. Według danych brytyjskich Ankieta wśród członków Stowarzyszenia Niemieckich Firm Energetycznych (VIK) ujawniła, że liczba krótkotrwałych zaników prądu w niemieckim systemie energetycznym wzrosła w ciągu 3 lat o 29%. W tym samym okresie czasu wzrosła o 31% liczba awarii, a połowa z nich spowodowała przerwy w produkcji, których koszty wahały się od 10 000 euro do setek tysięcy euro. Aby zabezpieczyć się przed takimi przerwami, zakłady przemysłowe wymagające ciągłego zasilania instalują własne generatory elektryczne. Ilość zamówień na generatory awaryjne wzrasta po 10% rocznie, a zamówienia pochodzą zarówno od małych firm jak i od największych.¹⁴⁷

¹⁴⁶ Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems © OECD 2012 NEA No. 7056 Nuclear Energy Agency - Organisation For Economic Co-Operation And Development.

¹⁴⁷ Energy Revolution Hiccups Grid Instability Has Industry Scrambling for Solutions, <http://www.spiegel.de/international/germany/instability-in-power-grid-comes-at-high-cost-for-german-industry-a-850419.html>



Rys. 3.1 Zmiany mocy wiatraków w sieci E-ON Niemcy od 6024 MW do 40MW¹⁴⁸

Szybkość zmian siły wiatru w Niemczech ilustruje rys. 3.1 Podczas gdy o 9.15 w wigilię Bożego Narodzenia 2004 moc wiatraków w sieci E-On osiągnęła swe maksimum równe 6024 MWe, to spadała do 2000 MWe w ciągu 10 godzin. W dniu 26 grudnia zmalała do 40 MWe, a więc do 0,66% łącznej mocy zainstalowanej. Tak ogromne różnice w wytwarzaniu energii wiatrowej powodują wielkie trudności dla operatora sieci. Dane pochodzą z raportu firmy E-On, będącej największym na świecie operatorem sieci wiatrowej, nie można więc podejrzewać, że są one tendencyjnie wybrane by oczerniać energetykę wiatrową.

3.2 Koszty współpracy z siecią dla OZE

Greenpeace twierdzi, że „SIEĆ” stanowi odpowiedź na brak wiatru, potencjalne ciemności nocne i wszelkie inne ograniczenia produkcji energii elektrycznej z OZE, natomiast lokalne źródła oparte na spalaniu biomasy i wykorzystujące zbiorniki wodne mają zapewnić źródła energii pokrywające braki wiatru i słońca. Rzeczywistość jest jednak mniej korzystna dla zwolenników OZE. Po pierwsze, koszty przebudowy sieci są ogromne. Wg. ocen niemieckiego instytutu ekonomicznego DIV z marca 2012, program przebudowy energetyki w Niemczech będzie kosztował 200 mld euro^{149 150}, po drugie, trudności techniczne i potrzeby rezerwy terenu są ogromne. Niemcy chcą do 2030 roku uzyskać 25 tysięcy megawatów z farm wiatrowych na Morzu Północnym i Bałtyku – tyle mniej więcej wynosi moc 25 bloków jądrowych.

¹⁴⁸ docs.wind-watch.org/eonwindreport2005.pdf

¹⁴⁹ <http://biznes.onet.pl/rewolucja-energetyczna-w-niemczech,18567,5063508,news-detail>

¹⁵⁰ <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-19/germany-s-270-billion-renewables-shift-biggest-since-war.html>

Żeby uzyskać zamierzony wynik potrzebnych będzie 5 tysięcy turbin o mocy 5 MWe każda. Średnica wirnika takiej turbiny wynosi 126 m natomiast wysokość wieży 90 m.¹⁵¹ Odległość między dwoma sąsiednimi turbinami winna wynosić od 7 średnic wirnika (odległość tradycyjnie stosowana) do 15 średnic (wielkość postulowana obecnie jako optymalna)¹⁵². Przyjmując mniejszą z tych liczb otrzymujemy dla jednej turbiny pole o boku $126 \times 7 = 882$ m, czyli powierzchnię $0,7 \text{ km}^2$. Łącznie zajmą 3,5 tysięcy kilometrów kwadratowych – dla porównania powierzchnia Warszawy to 517 km^2 . W styczniu niemiecki minister gospodarki Philipp Roesler szacował, że operatorzy sieci wysokiego napięcia będą musieli dodać lub zmodernizować 4500 kilometrów linii wysokiego napięcia, żeby połączyć głównie turbiny wiatrowe z krajową siecią energetyczną. Wg aktualnych ocen, wzmocnienie sieci energetycznej potrzebne dla zielonej energii będzie Niemcy kosztować około 20 miliardów euro¹⁵³.

W broszurze Greenpeace'u¹⁵⁴ podano, że rozwój sieci potrzebnej dla OZE to 98 miliardów euro do 2030 r. i dalsze 581 mld euro do 2050 r. I nic dziwnego, bo ta super sieć ma objąć całą Europę, od Norwegii po Grecję.¹⁵⁵ Jak pogodzić powyższe z propagandowym hasłem z tej samej broszury głoszącym (str. 8), że „*Główną różnicą i zaletą przy produkcji czystej energii jest to, że małe generatory można ulokować blisko miejsc gdzie potrzebna jest energia*”?

Odkładając na bok idealistyczne opowieści o „bezpłatnej” zielonej energii, można stwierdzić, że skoro wiatraki pracują średnio ze współczynnikiem wykorzystania mocy zainstalowanej 22,5 % (założenie optymistyczne, w Niemczech jest poniżej 20%), to dla dostarczenia tej samej energii co z elektrowni jądrowych pracujących ze współczynnikiem obciążenia 90% potrzeba wiatraków o mocy szczytowej 4 razy większej. A to oznacza, że sieć musi być przystosowana do odbioru tej mocy szczytowej (gdy akurat wieje silny wiatr i wszystkie wiatraki pracują na pełnych obrotach), czyli 4 razy większej, mimo, że średnia moc płynąca przez linie przesyłowe jest taka jak z elektrowni jądrowych czy węglowych. Stąd potrzeby sieci 4 razy silniejszej - i odpowiednio kosztowniejszej.

W Niemczech rozbudowa sieci energetycznej wymuszona przez likwidację energetyki jądrowej i zastąpienie jej odnawialnymi źródłami energii obejmie w ciągu 10 lat modernizację 4400 km już istniejących linii transmisyjnych wysokiego napięcia i zbudowanie około 3800 km nowych linii wysokiego napięcia. Ta rozbudowa sieci będzie wymagała nakładów w wysokości około 20 miliardów euro do 2022 roku¹⁵⁶ i zdaniem niemieckich ekspertów jest konieczna dla powodzenia transformacji energetycznej podjętej przez rząd niemiecki.

Koszty przyłączenia farm wiatrowych przerzucane są bezpośrednio na odbiorców energii elektrycznej w postaci opłat za przesył i dystrybucję energii. Jeden z polskich operatorów sieci dystrybucyjnych ENEA Operator poinformował w 2013 r, że na przyłączenie 1000 MW z wiatraków planuje wydać 700 mln zł¹⁵⁷, czyli przyłączenie 1 MW z elektrowni wiatrowej do sieci dystrybucyjnej kosztuje średnio 700 tys. zł. Wg. szacunków polskich ekspertów

151 Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development

J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scot <http://homes.civil.aau.dk/rrp/BM/BM8/k.pdf>

152 <http://www.greenoptimistic.com/2011/01/22/wind-turbine-distance-doubled-meneveau/#.UAqJ65Hwn3A>

153 30 May 2012 http://www.world-nuclear-news.org/NP-Germany_moves_to_bolster_grid-3005125.html

154 Battle of the Grids, Greenpeace, Report 2011,

155 Battle of the Grids, Greenpeace, Report 2011, str. 5

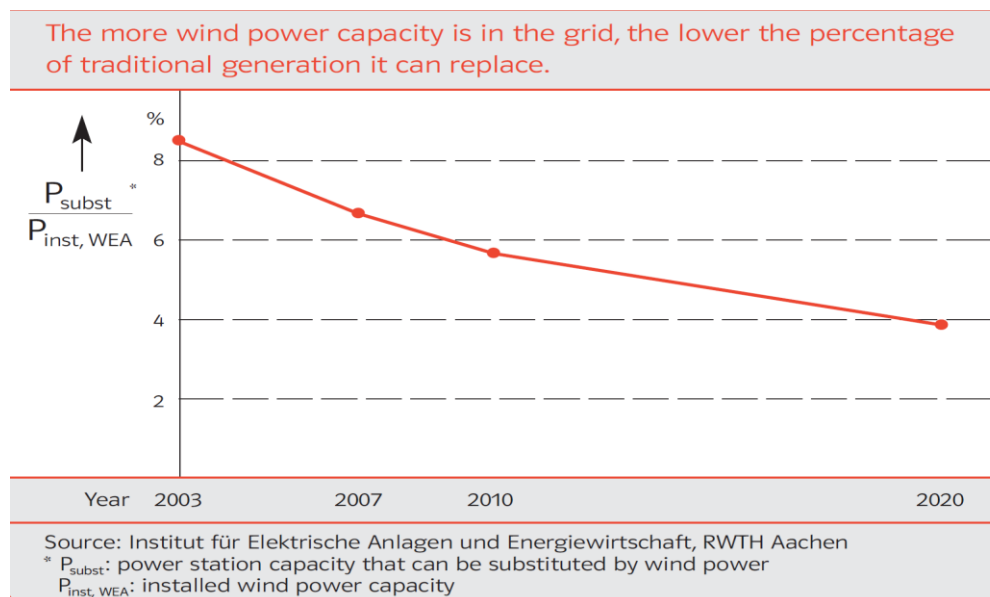
¹⁵⁶ http://www.world-nuclear-news.org/NP-Germany_moves_to_bolster_grid-3005125.html

¹⁵⁷ <http://m.onet.pl/biznes/4974112,detal.html>

koszty przyłączenia farm wiatrowych na km sieci będą szybko rosły i osiągną w 2015 r. 300 tys. zł/km, a w 2030 r. 500 tys. zł/km¹⁵⁸ sieci przesyłowej.

3.3 Wpływ zmienności siły wiatru na system energetyczny

W miarę zwiększania mocy elektrowni wiatrowych groźba zaniku zasilania powodowanego przez osłabienie siły wiatru staje się coraz większa. Dlatego firmy energetyczne opracowują prognozy pracy całego systemu, uwzględniając rosnący udział OZE i określają, jaka część elektrowni systemowych może być zastąpiona przez elektrownie wiatrowe.



Rys. 3.2 Udział energii wiatrowej wykorzystywany w sieci energetycznej, źródło: E.ON¹⁵⁹

(P_{subst} – maksymalna moc w sieci jaką może zastąpić energia wiatru
 $P_{inst, WEA}$ – moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych)

Powyższy wykres (Ryc. 3.1), opracowany przez firmę E.ON. dysponującą największą na świecie ilością farm wiatrowych potwierdza, że niezależnie od twierdzeń Greenpeace'u i zwolenników energii wiatru, wiatraki w Niemczech, Wielkiej Brytanii i w innych krajach nie mogą zastąpić więcej niż około 10% mocy potrzebnej do pokrycia maksymalnego obciążenia.¹⁶⁰ Im większa moc wiatraków i paneli słonecznych, tym mniejsza frakcja ich mocy, na jaką można liczyć w planach redukcji mocy elektrowni systemowych, pisze niemiecki Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen.

W miarę wzrostu mocy wiatraków w sieci, mała dyspozycyjność wiatraków w coraz większym stopniu determinuje dyspozycyjność systemu energetycznego jako całości. Dlatego według dwóch niezależnych studiów niemieckich względny wkład wiatraków w Niemczech w gwarantowana moc systemu będzie malał jak pokazano na rys. powyżej. Firma E-On w swym raporcie podaje ocenę liczbową: gdy moc wiatraków w Niemczech przekroczy 48 000 MWe, wkład wiatraków w moc gwarantowaną wyniesie tylko 2000 MWe, a więc

¹⁵⁸ <http://www.cire.pl/item,51801,1,5,10,0,170603,0,.html>

¹⁵⁹ <http://docs.wind-watch.org/eonwindreport2005.pdf>.

¹⁶⁰ See Michael Laughton, "Power Supply Security with Intermittent Sources: Conventional Plant Capacity Requirements", Power in Europe, 460 (10 Oct. 2005).

moc elektrowni systemowych można będzie zmniejszyć tylko o 2000 MWe (str. 9 raportu E-ON¹⁶¹

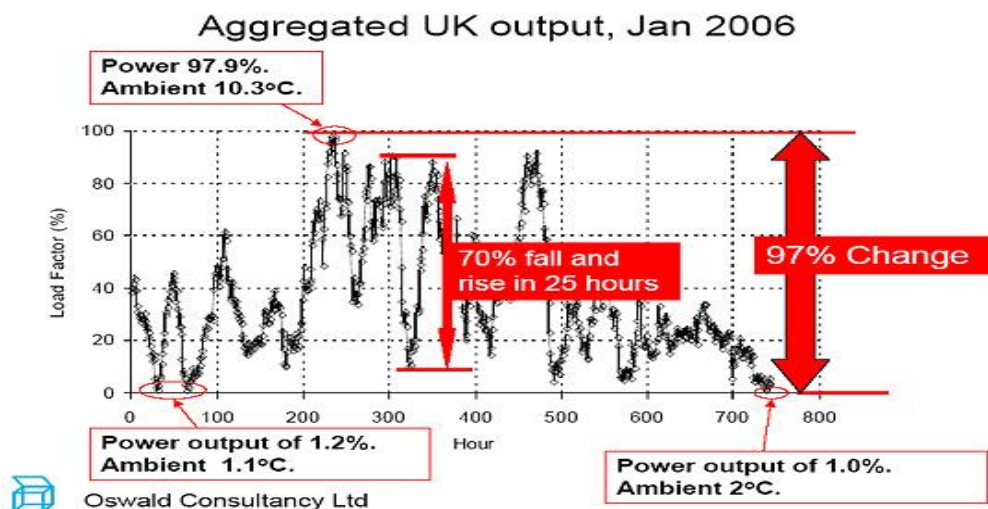
Jeśli skutek pory dnia i warunków pogodowych nie ma energii z paneli słonecznych i wiatraków, to trzeba jak najszybciej uruchomić elektrownie opalane paliwami kopalnymi jako ich zastępstwo. Co więcej, elektrownie zastępcze muszą zacząć pracę na pełnej mocy w ciągu 30 minut, co znaczy, że nie można ich włączać dopiero wtedy, gdy zabraknie wiatru. Uruchomienie ze stanu wyłączenia na zimno trwa nawet do kilku godzin. Szybka regulacja zakłóceń sieci byłaby w takich warunkach niemożliwa. Dlatego elektrownie muszą być w stanie rezerwy wirującej przez cały czas, co oznacza, że pracują po części na biegu luzem. Na to potrzeba dużo dodatkowego węgla. W związku z powyższym generatory wiatrowe i słoneczne nie mogą zastąpić elektrowni węglowych, a wręcz przeciwnie - potrzebują ich pracy jako wsparcia dla systemu OZE¹⁶².

A jak częste są wahania siły wiatru?

3.3.1 Przerwy w dostawach energii z OZE w Wielkiej Brytanii

Publikacja deweloperów wiatraków w Wielkiej Brytanii podaje, że bardzo rzadko zdarzają się okresy, gdy w żadnej brytyjskiej farmie wiatrowej nie ma wiatru powyżej 4 m/s przez okres dłuższy niż 1 godzina.¹⁶³ Jednakże Komisja Parlamentarna ds. Nauki i Techniki stwierdziła, że wybrany przypadek jest krańcowy i nie przedstawia prawdziwego obrazu wahań siły wiatru do bardzo małych prędkości na ogromnej większości terytorium Wielkiej Brytanii¹⁶⁴.

Rzeczywiste dane, przedstawiające bardziej uczciwy obraz zalet i wad energii wiatrowej, podajemy poniżej. .



¹⁶¹ ¹⁶¹ <http://docs.wind-watch.org/eonwindreport2005.pdf> .

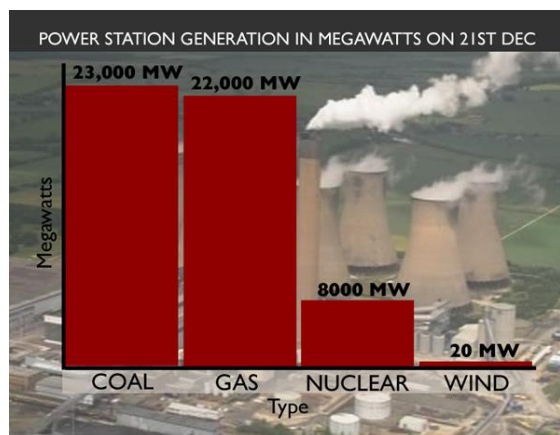
¹⁶² http://www.eike-klima-energie.eu/fileadmin/user_upload/Bilder_Dateien/Keil_Energiewende_gescheitert/2012-EIKE_Germanys_green_energy_turnaround_V2.pdf

¹⁶³ G. Simden: Wind power and UK wind resource, Environmental Change Institute, 2003.

¹⁶⁴ Select Committee on Science and Technology, Minutes of Evidence, 11 February, 2004. Examination of Witnesses (Questions 140-159).

Rys. 3.3 Jeden z wielu przykładów gwałtownych zmian mocy wiatraków w skali całego kraju, w tym przypadku całej Wielkiej Brytanii.¹⁶⁵

Rys. 3.3 ilustruje gwałtowne zmiany mocy wiatraków w skali całego kraju. Lobbyści energii wiatrowej twierdzą, że wahania mocy wiatru można wyrównać budując sieć, która będzie obejmowała wiele krajów. Obecnie jednak wiadomo, że brak wiatru może występować na dużym obszarze. Np. o godz. 17.30 w dniu 7 grudnia 2010, gdy w Wielkiej Brytanii potrzeba było 60 050 MW, cała flota brytyjskich farm wiatrowych o mocy 5200 MW produkowała tylko 300 MW (tzn. miała współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej ok. 5%). Jedną z największych farm wiatrowych o mocy 322 MW (Whitelee Wind Farm) wytwarzała około 5 MW (tzn. 1,6%).¹⁶⁶ W dniu 21 grudnia, w momencie największych mrozów elektrownie wiatrowe dawały tylko 20 MWe, a więc mniej niż 1% mocy nominalnej. W efekcie Wielka



Brytania musiała kupować energię od Francji – średnio o mocy 2000 MWe. Jak ma się to do twierdzeń Greenpeace’u, które mówią że wiatraki zapewnią „standardową niezawodność sieci aktualnie osiągalną w UE” ?

Rys. 3.4 Rzeczywista moc turbin wiatrowych w Wielkiej Brytanii w dniu 21 grudnia 2010 r. – gdy było zimno i energia była naprawdę potrzebna.¹⁶⁷

A okresy ciszy mogą trwać długo – przez tydzień i dłużej. Greenpeace może postulować, by w tym czasie nie włączać prądu – i nie ogrzewać domów, ale ludzie marznący w grudniu czy

styczniu będą jednak żądali dostaw energii.

W okresie od listopada 2008 do grudnia 2010 r. liczba dni wyniosła 791, z czego liczba dni gdy łączna moc wiatraków spadała poniżej 20 MWe przynajmniej przez 5 minut to 124 dni.¹⁶⁸

Raport Stuart Younga stwierdza, że od listopada 2008 do grudnia 2010 okresy, gdy wiatraki brytyjskie dawały mniej niż 20 MW zdarzały się średnio co 6,5 dnia i trwały średnio przez 5 godzin, w tym okresy mocy wiatraków poniżej 10 MW występowały średnio do 15,5 dnia i trwały średnio przez 4,5 h. Pokazuje to, że bardzo mała moc wiatru występuje często i nie ogranicza się do wybranych pór roku.¹⁶⁹

Takie wahania można pokryć mając potężną sieć elektrowni systemowych, w której wiatraki stanowią mały procent mocy – ale nie sposób włączać i wyłączać elektrowni rezerwowowych, jeśli wiatraki mają stanowić 50% mocy sieci, jak postuluje Greenpeace.

Tabela 3.1 Łączny czas, gdy wiatraki w Wielkiej Brytanii pracowały na różnych poziomach mocy¹⁷⁰:

Poziom mocy rzeczywistej	2008-2010	2008	2009	2010	2009/2010
% czasu ponad 30% mocy	33,44	47,22	38,55	26,02	32,29

¹⁶⁵ <http://www.windbyte.co.uk/windpower.html>

¹⁶⁶ <http://www.ref.org.uk/publications/217-low-wind-power-output-2010>

¹⁶⁷ <http://www.bbc.co.uk/blogs/paulhudson/2011/01/coal-takes-the-strainagain.shtml>

¹⁶⁸ <http://www.windbyte.co.uk/windpower.html>

¹⁶⁹ ibid

¹⁷⁰ ibid

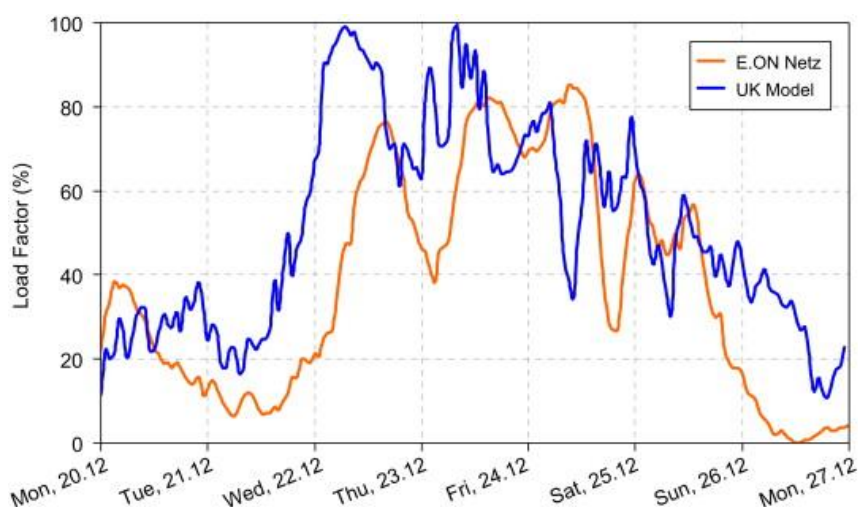
% czasu poniżej 30% mocy	66,56	52,78	61,45	73,98	67,71
% czasu poniżej 20% mocy	53,86	43,64	47,55	61,88	54,72
% czasu poniżej 5% mocy	17,94	18,50	14,95	20,84	17,89
% czasu poniżej 2,5% mocy	8,15	8,62	6,27	9,96	8,11
% czasu poniżej 1,25% mocy	3,09	3,53	1,94	4,16	3,05

3.3.2 Jednoczesne okresy ciszy na dużych obszarach

Greenpeace na stwierdzenia o braku wiatru odpowiada, iż po zbudowaniu doskonałej sieci energetycznej prąd będzie przesyłany z tych rejonów, gdzie tego wiatru nie brakuje. Jednak rzeczywistość przeczy tym obietnicom. Przykładowo w lutym 2012 r. kiedy cała Europa kontynentalna była spowita całunem śniegu i panowały niskie temperatury, a siła wiatru i promieniowanie słońca były minimalne, brytyjskie elektrownie wiatrowe również pracowały z niską wydajnością, dostarczając tylko 11% mocy zainstalowanej.¹⁷¹

Inny przykład występowania jednoczesnych wzrostów i spadków siły wiatru przedstawia rysunek poniżej. Pokazuje on przebieg generacji mocy w wiatrakach w ciągu jednego tygodnia w grudniu ubiegłego roku. Widać na nim, że wzrost i spadki mocy od 100% do 10% i od 85% do 0% występują jednocześnie w Wielkiej Brytanii i w Niemczech¹⁷².

W pewnej mierze może tu pomóc zarządzanie zapotrzebowaniem energii elektrycznej po stronie odbiorców (*Demand side management DSM*)¹⁷³, postulowane przez lobbystów energii wiatrowej, którzy dobrze wiedzą, że wiatr nie może zapewnić ciągłego zasilania odbiorców. Będziemy więc – mówi Greenpeace – sterowali odbiorcami, zmuszając ich do planowania swych czynności zgodnie z kaprysami wiatru.



Rys. 3.5 Przebieg zmian mocy wiatraków w Wielkiej Brytanii (UK model) i w Niemczech (E.ON Netz) wykazuje, że wzrost i spadki mocy od 100% do 10% i od 85% do 0% występują jednocześnie w obu obszarach¹⁷⁴.

171 <http://nature2010.tripod.com/wkr157.htm>

172 <http://www.windbyte.co.uk/windpower.html>

173 Eufemistyczne określenie "zarządzanie popytem" w istocie oznacza redukcję zasilania lub wyłączenie określonych odbiorców podczas dużego zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie, wówczas gdy pokrycie ich zapotrzebowania jest trudne lub zbyt kosztowne.

174 <http://www.windbyte.co.uk/windpower.html>

Ale okresy ciszy mogą trwać długo, nawet przez tydzień i dłużej. Przykład ciszy wiatrowej w Niemczech trwającej przez 5 dni i nocy widzieliśmy powyżej na rys. 2.1, a podobne okresy ciszy występowały wielokrotnie. Tymczasem konieczne jest zapewnienie niezawodnego zasilania nie tylko odbiorcom indywidualnym i obiektom użyteczności publicznej, ale także różnym obiektom przemysłowym. Wiele zakładów przemysłowych nie może zgodzić się na przerwy w dostawie prądu. Dla hut żelaza czy aluminium kilkugodzinna przerwa oznacza zakrzepnięcie wsadu i bezpowrotną utratę urządzeń huty, natomiast dla zakładów nie pracujących w systemie pracy ciągłej przerwa w dostawie prądu wiąże się z zatrzymaniem produkcji, straty z powodu wymuszonej bezczynności zakładu i groźba kar za niedotrzymanie terminów zakończenia robót. Jak oświadczył niemieckiej Komisji Etyki Heinz-Peter Schlüter, kierownik firmy Trimet-Aluminium: „Wystarczy przerwa w dostawach prądu przez 4 godziny by urządzenia produkcyjne moich fabryk zostały bezpowrotnie zniszczone.”

Brak energii elektrycznej świadczy o złej gospodarce na rynku energetycznym. Koszty strat w gospodarce są bowiem setki, a nawet tysiące razy większe aniżeli same koszty niedostarczonej energii. Są one tym większe im bardziej skomplikowany i zautomatyzowany jest proces produkcji. Szacowania wykazują, że wartości równoważnika niedostarczonej energii dla odbiorców komunalnych są zbliżone do przeciętnych wartości równoważników dla odbiorców przemysłowych. Przerwy w zasilaniu energią elektryczną odbiorców komunalnych pociągają za sobą straty gospodarcze równoważne stratom, jakie występują w przemyśle, przy tej samej ilości niedostarczonej energii.¹⁷⁵ Wg niektórych oszacowań¹⁷⁶ koszt niedostarczenia energii elektrycznej w różnych rejonach świata może wahać się od 5 do 30 \$/kWh.

Tymczasem ankieta wśród członków Stowarzyszenia Niemieckich Firm Energetycznych (VIK) ujawniła, że liczba krótkotrwałych zaników prądu w niemieckim systemie energetycznym wzrosła w ciągu 3 lat o 29%. W tym samym okresie czasu wzrosła o 31% liczba awarii, a połowa z nich spowodowała przerwy w produkcji, których koszty wahały się od 10 000 euro do setek tysięcy euro. Aby zabezpieczyć się przed takimi przerwami, zakłady przemysłowe wymagające ciągłego zasilania instalują własne generatory elektryczne. Ilość zamówień na generatory awaryjne wzrasta po 10% rocznie a zamówienia pochodzą zarówno od małych firm jak i od największych.¹⁷⁷

3.3.3 Możliwości magazynowania energii produkowanej przez OZE

3.3.3.1 Magazynowanie energii z OZE w układach akumulatorowych

Najtańszym rozwiązaniem jest magazynowanie energii w elektrowniach szczytowo-pompowych-. Możliwości budowy takich elektrowni są jednak ograniczone przez warunki geograficzne, dlatego najpierw rozpatrzmy możliwości i koszty magazynowania energii w układach akumulatorowych.

¹⁷⁵ Henryk Markiewicz: Niezawodność dostawy i jakość energii elektrycznej jako kryteria wyznaczające sposoby zasilania odbiorców i wykonania instalacji elektrycznych. Biblioteka Polskiego Centrum Promocji Miedzi S.A. PCPM nr 19/11/2002. Wrocław 2002.

¹⁷⁶ Maciej Morgen (Schneider Electric Polska): W kierunku jakości energii elektrycznej – Optymalizacja sieci dystrybucji SN. Energia XXIX. Dodatek reklamowy do Rzeczypospolitej, nr 296 (6069) 19 grudnia 2001r.

¹⁷⁷ Energy Revolution Hiccups Grid Instability Has Industry Scrambling for Solutions, <http://www.spiegel.de/international/germany/instability-in-power-grid-comes-at-high-cost-for-german-industry-a-850419.html>

IRENA podaje, że w słonecznych dobrych warunkach w Afryce układ fotowoltaiczny o mocy 1 kW może dostarczyć rocznie 1500 kWh, co odpowiada średniej produkcji 4 kWh na dobę. Zakładając, że połowa tej energii potrzebna jest wieczorem, oznacza to potrzebę akumulatorów, które dostarczą energię 2 kWh. Wiadomo jednakże, że dla przedłużenia czasu życia akumulatora do 10 lat trzeba ograniczyć frakcję odbieranej energii do 20% pojemności akumulatora, czyli zapewnić pojemność 5 kWh na każde 1 kWh energii pobieranej z akumulatora¹⁷⁸. (IRENA s. 27). Wobec tego, pojemność akumulatorów dla rozważanego przykładu w Afryce winna wynosić 10 kWh. Oznacza to nakłady inwestycyjne 1500 USD (150 USD /kWh), do których trzeba dodać koszt regulatora naładowania akumulatora. Łącznie dodanie kosztów magazynowania energii zwiększy koszty inwestycyjne dla układu fotowoltaicznego z około 3000 USD/kW do około 4500 USD/kW).

Inne możliwości to akumulatory litowo-jonowe (Li-ion) lub sodowo-siarkowe (NAS), ale ich koszty są większe niż koszty akumulatorów ołowiowych.

W pracy przedstawionej na konferencji na temat przechowywania energii odnawialnej¹⁷⁹ wyliczono koszty przechowywania energii przy wykorzystaniu różnych systemów. Koszty energii uśrednione w cyklu całego życia LCOE obliczano dla ogniw fotowoltaicznych jako stosunek kosztów poniesionych w ciągu całego okresu eksploatacji elektrowni do ilości wytworzonej przez nią energii elektrycznej i tę samą definicję zastosowano do układów przechowywania energii.

Wobec tego, że układ przechowywania energii nie może energii generować, cena wewnętrznego transferu energii jest miarą wartości przechowywanej energii w danym okresie czasu lub innymi słowy cena p określa koszt po jakim system przechowywania energii kupuje energię z systemu wytwarzania , z sieci lub z innych źródeł.

Tabela 3.2 Charakterystyka systemów przechowywania energii z OZE

Parameter	Redox	Litowo-Jonowe	Ołowiowo kwasowe
Specyficzne parametry rozważanego rozwiązania			
Zainstalowana moc akumulatora [MW]	1,0	1,0	1,0
Nakłady inwestycyjne [Miliony €]	5,0	2,4	1,2
Wskaźnik C (nominalny)	0,25	1	1
Wykorzystanie dostępnej pojemności akumulatora	100%	100%	100%
Liczba cykli rocznie	365	365	365
Parametry zewnętrzne			
Cena energii [€/kWh]	0,03	0,03	0,03
Cena energii PIF	2%	2%	2%
Okres pożyczki	10 years	10 years	10 years
Stopa procentowa	3,5%	3,5%	3,5%

¹⁷⁸ IRENA Cost Analysis of Solar Photovoltaics, 2012, str 27

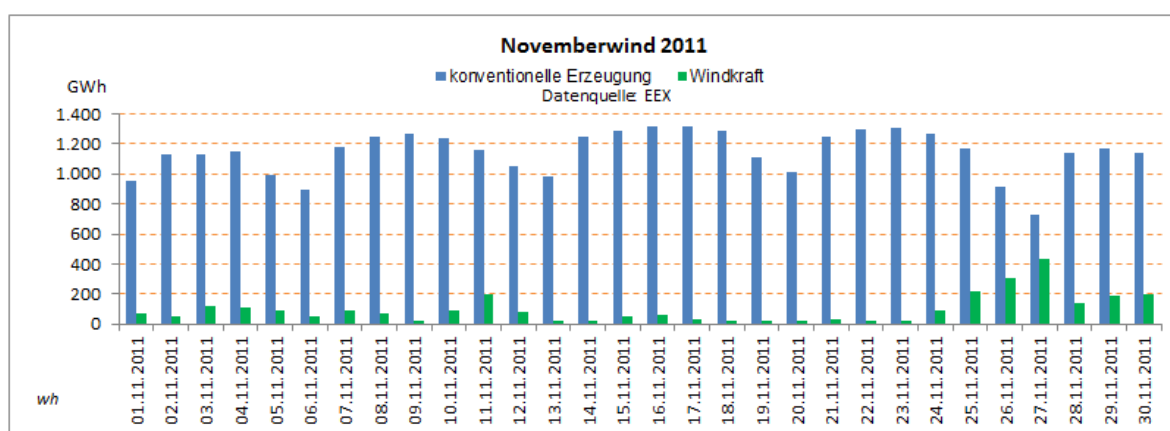
¹⁷⁹ I. Pavel: The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013, <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214001751>

WACC			
Parametry akumulatora			
Wartość resztkowa po okresie użytkowania odniesiona do kasztu inwestycyjnego (zdyskontowana)	15%	0%	0%
Sprawność	70%	80%	65%
Koszty utrzymania inwestycji	2%	1%	???%
Degradacja pojemności akumulatora na rok	0,1%	2,0%	3,7%
Kalendarzowy czas życia	25	7	3
Pojemność możliwa do wykorzystania	100%	80% 5	0%
Koszty uśrednione na czas eksploatacji akumulatora LCOE [€/kWh]	0,338	1,678	3,072

Jak widać, koszty przechowywania energii w akumulatorach są ogromne – nie do przyjęcia w rozwiązaniach na dużą skalę. Wróćmy więc do możliwości wykorzystania elektrowni pompowo-szczytowych.

3.3.3.2 Magazynowanie energii wiatru i słońca w Niemczech

Do przechowania energii zmagazynowanej na wypadek długotrwałej ciszy wiatrowej potrzeba dużych zbiorników energii. Okres 10 dni ciszy nie jest w Niemczech niczym wyjątkowym. Dla przykładu, w październiku i listopadzie 2011 r. w Niemczech wystąpił okres 44 kolejnych dni panowania wyżu atmosferycznego i niskich prędkości wiatru, co spowodowało znaczną przerwę w dostawach energii z wiatraków.



Rys. 3.6 Moc elektrowni systemowych i wiatrowych w Niemczech w listopadzie 2011. Kolumny błękitne- elektrownie systemowe, zielone- wiatraki (wilfriedheck.de)¹⁸⁰.

W ciągu 24 dni w listopadzie, cała flota wiatraków o mocy szczytowej 28 7215 MWe (wg. danych na koniec czerwca 2011 r.) zainstalowanych w Niemczech dostarczyła tylko:

- 30% mocy szczytowej przez zaledwie 2 dni,
- 15% przez 4 dni,
- 7 – 8% przez 5 dni,
- 4 – 5% przez 2 dni,
- 2-2,5% przez 11 dni.

Roczne zużycie energii elektrycznej w Niemczech wynosi obecnie 450 TWh, co oznacza codzienne zużycie 1,25 TWh, to jest 12,5 TWh w ciągu 10 dni. Moc elektrowni szczytowo-pompowych w Niemczech wynosi obecnie 7 000 MWe, a ich pojemność zbiorników wystarcza by wyprodukować zaledwie 0,04 TWh, o ile zostaną one całkowicie opróżnione. Dlatego dla skompensowania okresu 10 dni ciszy wiatrowej Niemcy potrzebują 313 razy większej pojemności zbiorników w elektrowniach szczytowo- pompowych, co jest zupełnie nierealne w świetle zdecydowanego oporu ludności wobec budowy takich zbiorników¹⁸¹, nie mówiąc już o bardzo wysokich kosztach budowy takich obiektów. Dlatego należy przyjąć, że pojemność energetyczna zbiorników będzie wystarczać tylko na krótki okres ciszy wiatrowej, a potem trzeba zapewnić dostawy energii elektrycznej z zewnątrz. Niemcy mogą pozyskać część tej energii od Skandynawii. Takiej możliwości nie ma jednak Polska. Nasz kraj ma również niewielkie możliwości magazynowania energii.

3.3.3.3 *Możliwości magazynowania energii w elektrowniach pompowo-szczytowych w Polsce*

Proponowana przez Greenpeace moc OZE to przynajmniej 50% mocy systemu. Zakładany przez Greenpeace mix energetyczny OZE dla Polski to 44% energii z wiatru i 46% energii z biomasy. Energia wodna to 9%, a udział energii fotowoltaicznej nie przekracza 0,01%.¹⁸² Tak więc według propozycji Greenpeace'u wiatr ma pokrywać 22% potrzebnej mocy.

Polska obecnie (dane za 2013 r.)¹⁸³ zużywa rocznie 160 036 GWh, a więc wiatr powinien dostarczać – wg propozycji Greenpeace'u - średnio moc $0,22 \times 160\,036 \text{ GWh} / (365 \text{ d} \times 24 \text{ h} / \text{d}) = 4 \text{ GW}$. Gdybyśmy na tę moc liczyli przy bilansowaniu mocy w naszym systemie, to w przypadku braku pracy elektrowni wiatrowych, trzeba będzie ten deficyt energii pokryć ze zbiorników regulacyjnych elektrowni wodnych.

Zastanówmy się więc jaka jest pojemność energetyczna zbiorników wodnych w Polsce?:

- klasyczne elektrownie szczytowo-pompowe (ESP) + EW Dychów (ze zbiornikiem z dopływem naturalnym, pracujące z wyrównaniem dobowym): moc osiągnięta - 1462 MW, pojemność energetyczna zbiorników – ok. 6,5 GWh;
- elektrownie z dopływem naturalnym i członem pompowym, z dużym zbiornikiem o wyrównaniu rocznym (Solina, Niedzica): moc osiągalna – 292 MW, realna wielkość dobowej produkcji (zakładając średnio 4 godz. pracy na dobę – w związku z różnymi

¹⁸⁰ <http://nature2010.tripod.com/wkr153.htm>

¹⁸¹ Germany's Energy Supply Transformation Has Already Failed, EIKE Europaisches Institut fur Klima und Energie e.V. January 2012.

¹⁸² R.Czyżewski, M. Wrocławski: Generacja rozproszona a efektywność energetyczna – Magazynowanie energii, Energia elektryczna, czerwiec 2012s. 19-21.

¹⁸³ ARE: Statystyka elektroenergetyki polskiej, r.2013

ograniczeniami, w tym związanymi z małą pojemnością ich zbiorników dolnych) – ok. 1,2 GWh.

Stąd całkowite dobowe możliwości produkcyjne tych wszystkich elektrowni wodnych są następujące: moc osiągalna – 1754 MW, dobową produkcja (zakładając opróżnienie zbiorników ESP – bez dopompowywania) – 7,8 GWh, przy czasach ich pracy 3 – 5 godzin / dobę.

Tabela 3.3 Możliwości magazynowania energii w polskich elektrowniach szczytowo-pompowych
184

Elektrownia	Moc (GW)	Spad średni (m)	Pojemność użyteczna zbiornika górnego (mln m ³)	Zmagazynowana energia (GWh)
Żarnowiec	0,72	116,5	13,8	3,6
Porąbka-Żar	0,50	430,5	1,98	2,0
Solina-Myczkowce	0,20	55	240	0,8 (dobowo 4 h)
Niedzica-Sromowce	0,09	43	133	0,5 (dobowo 6h)
Żydowo	0,16	79,3	3,3	0,6
Dychów	0,09	27	3,6	0,3
Razem	1,76			7,8

Przy zmagazynowanej energii 7,8 GWh zbiorniki wodne mogą więc zastąpić brak wiatru przez $7,8/4 =$ niecałe 2 godziny.

Ale widzieliśmy powyżej, że w Niemczech przerwy w dostawach energii wiatrowej rzędu 10 dni są uważane za normalne, a bywają i dłuższe. Co więc ma zrobić gospodarka polska przez czas 238 godzin, to jest od 2 godzin na jakie wystarczą nam rezerwy, do 10 dni, po których pojawi się znów wiatr?

Poprzez produkcję wodoru nie da się także odzyskać energii elektrycznej, ponieważ obliczenia wykazują, że konwersja energii elektrycznej prądu zmiennego na prąd stały dla elektrolizy powoduje stratę energii około 10%, wytwarzanie wodoru poprzez elektrolizę powoduje straty energetyczne około 25%, a turbina gazowa napędzająca generator dla wytworzenia prądu elektrycznego ma sprawność rzędu 70%. Łącznie otrzymujemy straty w stosunku do energii wyjściowej wynoszące przynajmniej 80%, głównie w postaci bezwartościowego ciepła odpadowego. Mała część energii wiatru, która pozostaje, kosztuje po takim „procesie magazynowania” pięć razy więcej niż początkowa energia wiatru, która już i tak jest droga.¹⁸⁵

Trzeba więc dysponować elektrowniami pozostającymi w rezerwie i pokrywać ich koszty inwestycyjne i koszty pracy na obniżonej mocy lub pozostawiania w rezerwie. Oceny kosztów, muszą być ponoszone przez system energetyczny dla zapewnienia integracji różnych typów elektrowni i niezawodnego zasilania odbiorców zostały opracowane przez ekspertów OECD i będą przedstawione poniżej na przykładzie Niemiec.

¹⁸⁴ <http://ziemianarozdrozu.pl/encyklopedia/163/fluktuacje-i-magazynowanie-energii> z korektami autorów niniejszej pracy

¹⁸⁵ **Germany's Green Energy Supply Transformation Has Already Failed**". (<http://www.eike-klima-energie.eu/news-cache/germanys-green-energy-supply-transformation-has-already-failed/>)

3.4 Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym

Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym zależą od wielu parametrów, w tym od rozmieszczenia źródeł energii i odbiorców, od kosztów budowy linii przesyłowych, od oczekiwanych przerw w pracy elektrowni i od wymaganego stopnia niezawodności zasilania, a w przypadku OZE - przede wszystkim od udziału OZE w bilansie energetycznym danego systemu. Im udział OZE jest większy, tym koszty utrzymania bezpieczeństwa dostaw energii z systemu energetycznego są większe.

Widać to dobrze na przykładzie Niemiec. Zestawienie danych dla Niemiec opracowała komisja OECD¹⁸⁶, której wiceprzewodniczącym był ekspert niemiecki, a więc dane można uważać za obiektywne. W tabeli 3.4 pokazano składowe koszty współpracy OZE z systemem energetycznym dla dwóch poziomów udziału w produkcji energii dla energii jądrowej, węgla, gazu, wiatru na lądzie, wiatru na morzu i energii słonecznej zasilającej ogniwa fotowoltaiczne. Przy przejściu od 10% do 30% koszty współpracy z systemem elektroenergetycznym wzrastają ponad dwukrotnie. Najwyższe koszty stwierdzono dla energii słonecznej – ponad 82 USD/MWh, a niższe dla wiatru na lądzie i morzu – około 43 USD/MWh.

Oczywiście koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym występują także w przypadku elektrowni systemowych, ale są one znacznie mniejsze – dla energii jądrowej 2,25, dla węgla 0,97 i dla gazu 0,54 USD/MWh.

Tabela 3.4 Koszty współpracy elektrowni z systemem energetycznym w Niemczech, USD/MWh

Niemcy												
Technologia	EJ		Węgiel		Gaz		Wiatr na lądzie		Wiatr na morzu		Słońce, pV	
Udział w produkcji energii	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Koszty rezerwowania	0.00	0.00	0.04	0.04	0.00	0.00	7.96	8.84	7.96	8.84	19.22	19.71
Koszty bilansowania	0.52	0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	3.30	6.41	3.30	6.41	3.30	6.41
Połączenie z siecią	1.90	1.90	0.93	0.93	0.54	0.54	6.37	6.37	15.71	15.71	9.44	9.44
Wzmocnienie i rozbudowa sieci	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73	22.23	0.92	11.89	3.69	47.40
Łączne koszty na poziomie systemu elektroenergetycznego	2.42	2.25	0.97	0.97	0.54	0.54	19.36	43.85	27.90	42.85	35.64	82.95

4 KOSZTY ZEWNĘTRZNE

4.1 Szkodliwe oddziaływania na środowisko w cyklu życia dla różnych źródeł energii

Wytwarzanie energii elektrycznej związane jest z szeregiem ujemnych oddziaływań na środowisko naturalnie, wśród których do najważniejszych można zaliczyć: zanieczyszczenie powietrza atmosferycznego, wód powierzchniowych i gleby oraz globalne zmiany klimatu.

¹⁸⁶ Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon Electricity Systems © OECD 2012 NEA No. 7056

Koszty wywoływanych w ten sposób szkód zwykle nie są odpowiednio odzwierciedlane w rynkowej cenie energii i określane są mianem „kosztów zewnętrznych”. Wiedza o wielkości kosztów zewnętrznych jest podstawą do zinternalizowania je, czyli obciążenia nimi sprawców. Zwiększa ona świadomość o potencjalnym ujemnym oddziaływaniu wszystkich technologii, ułatwia wybór priorytetów odnośnie sposobu działania zapobiegawczego i ocenę ewentualnych korzyści z tego wynikających. Skwantyfikowanie kosztów zewnętrznych odgrywa szczególnie ważną rolę w procesie wyboru przyszłych technologii energetycznych oraz jest pomocne przy ustalaniu polityki fiskalnej, na przykład rodzajów i wielkości podatków ekologicznych. Ponadto, koszty zewnętrzne powinny być brane pod uwagę przy określaniu polityki ekologicznej i energetycznej państwa oraz w procesie decyzyjnym, jeśli celem jest optymalne wykorzystywanie zasobów oraz zapewnienie największych korzyści dla społeczeństwa.

Prawidłowe i pełne określenie kosztów zewnętrznych technologii energetycznej wymaga analizy cyklu całego życia i systemu wytwarzania. W przypadku technologii wytwarzania energii elektrycznej skutki zewnętrzne mogą występować w wielu fazach cyklu paliwowego. W przypadku cyklu paliwa jądrowego, na przykład, może to nastąpić w każdej z ośmiu faz: w górnictwie uranowym i przerobie rudy, konwersji i wzbogacaniu uranu, fabrykacji paliwa, wytwarzaniu energii elektrycznej, składowaniu odpadów nisko (LLW) i średnio (ILW) promieniotwórczych oraz w przerobie paliwa wypalonego i składowaniu wysoko promieniotwórczych odpadów (HLW) lub finalnym składowaniu zużytego paliwa. Ponadto, uwzględnić należy transport materiałów radioaktywnych i odpadów pomiędzy różnymi fazami cyklu, jak również budowę infrastruktury i elektrowni oraz jej zamknięcie. Z drugiej strony, w przypadku elektrowni wiatrowej lub wodnej uwzględnienie procesu „dostarczania paliwa” nie jest stosowne i analiza obejmuje tylko fazę budowy i eksploatacji elektrowni.

Istnieje bardzo wiele różnego rodzaju zanieczyszczeń emitowanych w różnych fazach poszczególnych cykli paliwowych, charakteryzujących się różnym wpływem na zdrowie ludzi i środowisko naturalne. Niektóre działają bezpośrednio ponieważ są toksyczne, inne dlatego, że biorą udział w reakcjach chemicznych, których następstwem są szkodliwe związki chemiczne. Niektóre zanieczyszczenia lub ich kombinacje naruszają naturalną równowagę związków kwaśnych i azotu w środowisku, co może doprowadzić do zanikania różnorodności gatunków na niektórych obszarach wrażliwych. Inne natomiast mogą przyczynić się do zmiany warunków globalnych, i potencjalnie doprowadzić do poważnych zmian klimatu i poziomu mórz. Najważniejsze substancje oraz skutki ich emisji uwzględnione w metodyce ExternE podsumowano w Tabeli 4.1. Wśród przedstawionych w tabeli skutków dominującą rolę odgrywają efekty zdrowotne oraz ocieplenia klimatu.

Tabela 4.1. Szkodliwe substancje związane z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ich skutki uwzględnione w projekcie ExternE¹⁸⁷

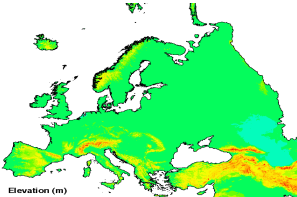
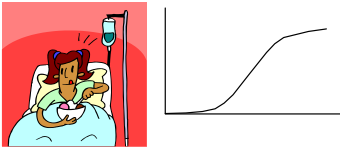
Zanieczyszczenie	Skutki
Dwutlenek siarki - SO ₂ Bezpośrednio emitowany w procesie spalania paliw, w reakcjach w atmosferze tworzy kwas siarkowy, aerozole siarczanów oraz razem z NO _x	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole siarczanów (patrz: Drobne pyły). Obniżenie wydajności upraw rolniczych. Erozja, utrata koloru itp. materiałów budowlanych (cynk, stal ocynkowana, kamień wapienny, farba itp.).

1. ¹⁸⁷ ExternE 1995, Externalities of Energy, Vol. 1-7, published by European Commission, Directorate General XII, Science Research and Development, Luxembourg, 1995

cząsteczki kwaśne.	Zakwaszenie gleb i wód. Niszczenie lasów
Tlenki azotu – NO_x Rodzina związków chemicznych, w tym tlenków i dwutlenków azotu. Bezpośrednio emitowane w procesie spalania, w atmosferze tworzą kwasy azotowe, aerozole azotanów oraz w dniach słonecznych smog ozonowy.	Skutki zdrowotne wywołane pośrednio poprzez aerozole azotanów (patrz: Drobną pyły). Zakwaszenie gleb i wód oraz eutrofizacja wód powierzchniowych.
Drobne pyły – PM_{2.5} , PM₁₀ (o średnicy < 2.5 (10) μm) Pierwotne - bezpośrednio emitowane w procesie spalania paliw węglowodorowych oraz wtórne – aerozole azotanów i siarczanów powstających w atmosferze w wyniku reakcji chemicznych SO₂ i NO_x	Wzrost umieralności (zgony nagle oraz zgony przedwczesne w wyniku przewlekłego narażenia na wdychanie zanieczyszczeń). Wzrost zachorowalności (choroby układu oddychania i krążenia, ataki astmy, bronchit przewlekli, kaszel, obniżenie zdolności płuc, dni ograniczonej aktywności, itd.)
Niemetanowe lotne związki organiczne – NMVOC Bardzo duża grupa związków organicznych, mających wybitną rolę w procesie powstania smogu ozonowego (fotochemicznego)	Obniżenie oczekiwanej długości życia w wyniku narażenia krótko i długookresowego. Ryzyko nowotworu (bez skutku fatalnego), osteoporoza, dysfunkcja nerek, zaburzenia układu nerwowego.
Ozon – O₃ Powstaje w atmosferze w reakcjach NO_x i innych zanieczyszczeń, w tym NMVOC, w obecności światła słonecznego	Wzrost umieralności i zachorowalności (układ oddychania, podrażnienie oczu, dni obniżonej aktywności itd.). Obniżenie wydajności upraw rolniczych (zboże, ziemniaki, ryż, ziarno słonecznika...)
Metale ciężkie – Hg, As, Cd, Ni, Pb ... Naturalne składniki węgla, emitowane w procesie spalania.	Toksyczność i rakotwórczość.
Pierwiastki promieniotwórcze Ryzyko promieniowania występuje w całym łańcuchu obiegu paliwa jądrowego jak również z migracji pierwiastków radioaktywnych zawartych w węglu w trakcie procesu jego wykorzystania.	Nowotwory (uleczalne i nieuleczalne), wady dziedziczne.
Gazy cieplarniane – CO₂, N₂O, CH₄, ... Bezpośredni produkt spalania paliw węglowodorowych.	Oddziaływanie w skali globalnej na umieralność i zachorowalność ludzi, uprawy rolnicze, ekosystemy, zapotrzebowanie na energię, gospodarkę itd. w wyniku zmiany temperatury oraz wzrostu poziomu mórz i oceanów.

4.2 Metoda oceny kosztów zewnętrznych

Tabela 4.2. Podstawowe kroki metody ścieżki oddziaływań¹⁸⁸

Kroki analizy		Narzędzia, dane
1. Emisje		Charakterystyki źródła <i>lokalizacja</i> <i>technologie</i> <i>parametry komina</i> <i>emisyjności zanieczyszczeń</i>
2. Rozprzestrzenienie zanieczyszczeń		Modele rozprzestrzenienia Dane meteorologiczne <i>rozprzestrzenienie lokalne</i> <i>transport regionalny</i>
3. Oszacowanie skutków		Funkcje dawka-skutek (E-R) (lub stężenie-skutek) Przestrzenny rozkład receptorów <i>zdrowie ludzi</i> <i>rośliny, materiały budowlane</i> <i>ekosystem</i>
4. Pieniężna wartość szkód		Analizy „Gotowości do zapłaty” – WTP, ceny rynkowe <i>koszt zewnętrzny</i>

W zasadzie szacowany jest koszt krańcowy, tzn. dodatkowy koszt zewnętrzny w wyniku wzrostu emisji rozpatrywanego zanieczyszczenia. Jest to konieczne, ponieważ powstawanie zanieczyszczeń wtórnych, jak np. aerozoli siarczanów i azotanów oraz ozonu, zależy między innymi od stężenia tła NO_x , SO_2 , NH_3 , NMVOC itd. W konsekwencji obliczane są dwa scenariusze, jeden podstawowy, drugi ze zwiększoną (lub obniżoną) emisją.

W typowej konwencjonalnej elektrowni emisje kominowe transportowane są przez wiatr i rozpraszane w wyniku turbulencji atmosferycznych. Każda elektrownia zachowuje się trochę inaczej odnośnie emisji, biorąc pod uwagę rodzaj emitowanych zanieczyszczeń (który między innymi zależy od stosowanej technologii i składu chemicznego paliwa), wysokość komina oraz przeważające warunki meteorologiczne. Dalszy los emitowanego zanieczyszczenia zależy od jego natury chemicznej.

¹⁸⁸ExternE 1995, ibid

Będąc stabilnymi związkami, gazy cieplarniane (CO_2 , N_2O , CH_4) są ostatecznie mniej czy więcej równomiernie rozproszone w atmosferze ziemskiej.

Inne zanieczyszczenia pierwotne (emitowane z komina) mogą brać udział w powstawaniu zanieczyszczeń wtórnych (np. aerozoli azotanów i siarczanów, kwasu siarkowego, ozonu itp.). Poprzez grawitację lub opadając z deszczem i śniegiem zanieczyszczenia te trafiają na powierzchnię Ziemi. Jednak, zanim to się stanie mogą zostać rozproszone setki czy tysiące kilometrów od źródła emisji, powodując ujemne skutki nie tylko w skali lokalnej, ale również w skali regionalnej. ExternE stosuje kombinację modeli lokalnych (model Gaussa - ISC, US-EPA) oraz bardziej złożonych regionalnych (model Lagrange'a - *Wind Trajectory Model*) do obliczenia wzrostu stężenia oraz depozycji zanieczyszczeń powietrza.

Kolejnym krokiem po obliczeniu wzrostu stężenia poszczególnych składowych zanieczyszczenia jest zastosowanie odpowiednich funkcji dawka-skutek lub stężenie-skutek (*exposure-result E-R*) w celu oszacowania wielkości skutków. Funkcje E-R określane są na podstawie badań epidemiologicznych lub szpitalnych, badań laboratoryjnych oraz danych doświadczalnych.

Większość dotychczasowych badań dotyczy efektów zdrowotnych w wyniku krótko-okresowego wzrostu stężenia zanieczyszczenia powietrza¹⁸⁹, natomiast tylko nieliczne poświęcone są bardziej istotnemu zagadnieniu, jakim jest wieloletnie (chroniczne) narażenie ludności na zwiększone stężenie zanieczyszczeń¹⁹⁰. W analizach ExternE efekty zwiększonej śmiertelności ludzi szacowane są jako przedwczesne zgony, wyrażone jako skumulowana redukcja oczekiwanej długości życia (YOLL - ilość utraconych lat życia) dla rozpatrywanej populacji¹⁹¹. YOLL są określane z odpowiednich krzywych E-R biorąc pod uwagę rozkład wieku oraz prawdopodobieństwo długości życia rozpatrywanej populacji.

Ostatnim krokiem procedury jest analiza ekonomiczna lub oszacowanie pieniężnych wartości szkód.

4.3 Ocena wartości utraty zdrowia powodowanej przez zanieczyszczenia atmosfery

W tabeli 4.3 przedstawiono najważniejsze oraz budzące największe zaufanie funkcje dawka – skutek dla efektów zdrowotnych, proponowane do wykorzystania w ostatnich projektach ExternE. Należy zauważyć, że są to funkcje liniowe bez progu. Dodatkowo, pokazano również wartości jednostkowych kosztów skutków zdrowotnych, które mogą być zastosowane do ludności ogółem (grupy wiekowe oraz grupy ryzyka zostały zagregowane). Łatwo zauważyć, że oczekiwane skrócenie długości życia (lata utracone - YOLL) ma największy udział wśród kosztów zdrowotnych. Wartość pieniężna szkód zdrowotnych była określona w programie ExternE z uwzględnieniem strat z powodu kosztów leczenia i utraconej wartości pracy a także gotowości ludzi do płacenia by uniknąć określonych skutków.

¹⁸⁹ LIPFERT, F.W., "Air pollution and community health", Van Nostrand Reinhold, New York, (1994).

¹⁹⁰ Pope CA 3rd et al.: Particulate air pollution as a predictor of mortality in a prospective study of U.S. adults. <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/7881654>

¹⁹¹ RABL A., SPADARO J., Public Health Impact of Air Pollution and Implications for the Energy System, Annual Rev. Energy Environ. 2000; 25:601-27

Tabela 4.3 Podstawowe funkcje E-R oraz jednostkowe koszty skutków zdrowotnych ¹⁹²

Zanieczyszczenie / skutki zdrowotne	Efekt fizyczny*) /osobę/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	jednostka	Wartość €_{2000} /jednostkę	Koszt zewnętrzn. /osobę/($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
<i>PM_{2.5} (cząsteczki pierwotne i wtórne < 2.5μm)</i>				
Obniżenie oczekiwanej długości życia (narażenie długookresowe, YOLL)	6.51 E-04	YOLL	40 000	2.60 E+01
Netto dni o obniżonej aktywności	9.59 E-03	dni	130	1.25 E+00
Strata dni pracy	1.39 E-02	dni	295	4.10 E+00
Dni o nieznacznie obniżonej aktywności	3.69 E-02	dni	38	1.40 E+00
<i>PM₁₀ (cząsteczki pierwotne i wtórne < 10μm)</i>				
Zwiększone ryzyko umieralności (niemowlęta)	6.84 E-08	przypadki	3 000 000	2.05 E-01
Nowe przypadki bronchitu przewlekłego	1.86 E-05	przypadki	200 000	3.71 E+00
Przyjęcia do szpitala - choroby układu oddechowego	7.03 E-06	przypadki	2 000	1.41 E-02
Przyjęcia do szpitala - choroby układu krążenia	4.34 E-06	przypadki	2 000	8.68 E-03
Użycie leków / substancji rozkurcza oskrzeli (dzieci)	4.03 E-04	przypadki	1	4.03 E-04
Użycie leków / substancji rozkurcza oskrzeli (dorośli)	3.27 E-03	przypadki	1	3.27 E-03
Choroby dolnych dróg oddechowych (dorośli)	3.24 E-02	dni	38	1.23 E+00
Choroby dolnych dróg oddechowych (dzieci)	2.08 E-02	dni	38	7.92 E-01
<i>Ozon [$\mu\text{g}/\text{m}^3$] - (suma 8-h średnich dziennych wzrostów stężenia >70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)/365</i>				
Zwiększone ryzyko umieralności	2.23 E-06	YOLL	60 000	1.34 E-01
Przyjęcia do szpitala - choroby układu oddechowego	1.98 E-06	przypadki	2 000	3.95 E-03
Dni nieznacznie obniżonej aktywności	7.36 E-03	dni	38	2.80 E-01
Użycie leków / substancji rozkurcza oskrzeli	2.62 E-03	przypadki	1	2.62 E-03

¹⁹² NEEDS (b), Torfs, R., Hurley, F., Miller, B. and Rabl, A. (2007), "A set of concentration-response functions", NEEDS project, FP6, Rs1b_D3.7 - Project no: 502687.

Choroby dolnych dróg oddechowych (kaszel wyłączony)	1.79 E-03	dni	38	6.81 E-02
Dni z kaszlem	1.04 E-02	dni	38	3.96 E-01

Szkody i ich koszty sumowane są dla wszystkich receptorów. Dzielać sumaryczne koszty szkód w wyniku emisji wybranego zanieczyszczenia przez całkowitą emisję tego zanieczyszczenia otrzymujemy koszty na jednostkę emitowanego zanieczyszczenia (np. Euro/t SO₂). Alternatywnie, dzieląc łączne koszty przez wielkość produkcji energii w rozpatrywanym okresie, można obliczyć koszty zewnętrzne wyrażone na jednostkę wyprodukowanej energii (np. Euro/kWh).

4.4 Gazy cieplarniane

Tabela 4.4: Zalecane w projekcie NEEDS krańcowe koszty zewnętrzne gazów cieplarnianych (Euro2005/tonę CO_{2ekw})¹⁹³

Scenario	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Realistyczny (Kyoto+)	23.5	27	29	32	34	37	50	66	77
Ambitny (2°C)	23.5	31	46	51	74	87	110	146	198

Pierwsze oszacowanie uważane za bardziej realne, zwłaszcza dla okresu krótko – średnioterminowego, dotyczy krańcowego kosztu redukcji emisji CO₂ wynikającej z Protokołu z Kyoto (8% redukcja w okresie 2008-2012 w stosunku do emisji w 1990r.) oraz z zakładanej w scenariuszu post-Kyoto (20% redukcja w 2020r.). Drugie oszacowanie odzwierciedla bardziej ambitne cele – osiągnięcie maksymalnie 2°C globalnego wzrostu temperatury w stosunku do okresu przed-przemysłowego.

W analizach projektu NEEDS prowadzonego przez OECD przyjęto koszty emisji równe 30 USD/tonę CO₂ ekw.

4.5 Koszty zewnętrzne na jednostkę wytwarzanej energii

Koszty zewnętrzne na jednostkę energii elektrycznej netto w energetyce zawodowej w Polsce w latach 2007-2008 zostały obliczone na podstawie średnich wartości kosztów zewnętrznych na tonę emisji (Tabela 4.5.) oraz danych statystycznych odnośnie wielkości emisji (Emitor 2008) i produkcji energii elektrycznej w Polsce w latach 2007-2008 (ARE S.A. 2009). Przedstawiono je wg. typu obiektu oraz w rozbiciu na poszczególne rodzaje zanieczyszczeń w Tabeli 4.6.

¹⁹³ NEEDS (d), Anthoff, D. (2007), "Report on marginal external costs inventory of greenhouse gas emissions", NEEDS Deliverable D5.4, RS1b - Project no: 502687

Tabela 4.5. Uśrednione koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń powietrza dla krajowych elektrowni ciepłych w latach 2007-2008 [€₂₀₀₅/tonę zanieczyszczenia]¹⁹⁴

	SO ₂	NO _x	PM _{2.5-10}	PM _{2.5}	NMVOC	CO ₂
Zdrowie ludzi	7232	4287	667	16331	499	
Biosystem	-36	1173	0	0	-59	
Uprawy rolnicze	-8	155	0	0	126	
Materiały budowlane	579	145	0	0	0	
Efekt cieplarniany						21
Łącznie	7767	5760	667	16331	566	21

Tabela 4.6. Jednostkowe koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w energetyce zawodowej w Polsce w 2007 i 2008 r. wg rodzaju obiektu i zanieczyszczeń [€₂₀₀₅/MWh]¹⁹⁵

	Elektrownie Węgiel brunatny		Elektrownie Węgiel kamienny		Elektrociepłownie		Ogółem El. ciepłne	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
SO ₂	47.52	31.94	28.59	18.52	36.92	28.32	36.54	25.10
NO _x	9.12	8.45	10.69	10.08	10.25	9.82	10.07	9.43
PM _{2.5-10}	0.11	0.10	0.11	0.06	0.16	0.11	0.12	0.08
PM _{2.5}	0.66	0.60	1.24	0.67	2.01	1.35	1.16	0.75
NMVOC	0.05	0.05	0.06	0.07	0.04	0.04	0.05	0.05
<i>Razem</i>	<i>57.46</i>	<i>41.13</i>	<i>40.71</i>	<i>29.42</i>	<i>49.39</i>	<i>39.65</i>	<i>49.95</i>	<i>35.42</i>
CO ₂	24.48	24.60	20.27	20.25	22.60	21.45	22.12	22.07
Łącznie	81.94	65.73	60.98	49.67	71.99	61.10	70.06	57.50

Łączny uśredniony koszt zewnętrzny (bez uwzględnienia CO₂) obliczony na MWh energii elektrycznej wynosił w Polsce w 2008 roku ok. 35 €/MWh. Jest to wartość porównywalna z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym. Dominujący, ok. 70%, udział ma emisja SO₂, ponad 25% udział emisja NO_x, natomiast najniższym kosztem charakteryzują się pyły (ok. 2.5% udział) oraz NMVOC z pomijalnie małym udziałem. Zauważalny spadek kosztu zewnętrznego w 2008r. w stosunku do roku poprzedniego jest następstwem uruchomienia kilku instalacji odsiarczania spalin w elektrowniach zawodowych. Uwzględnienie efektu globalnego ocieplenia klimatu (emisji CO₂) zwiększyłoby koszt zewnętrzny o dodatkowych 22 €/kWh.

¹⁹⁴ NEEDS, Preiss, P., Friedrich, R. and Klotz, V. (2008), "Report on the procedure and data to generate aver-aged/aggregated data, including ExternalCosts_per_unit_emission_080821.xls Excel file", NEEDS project, FP6, Rs3a_D1.1 - Project no: 502687, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

¹⁹⁵ R. Uros: Porównanie wpływu na zdrowie człowieka i środowisko naturalne różnych źródeł energii – Wyniki badań w programie ExternE, II Szkoła Energetyki Jądrowej, 2009

4.6 Koszty zewnętrzne dla odnawialnych źródeł energii

Koszty zewnętrzne dla odnawialnych źródeł energii określono w ramach projektu CASES i podsumowano w raporcie D6.1¹⁹⁶. Koszty te określono uwzględniając wpływ wytwarzania energii na zdrowie człowieka, środowisko, zbiory i materiały, a także na globalne zmiany klimatu. Wyniki przedstawiono dla trzech okresów czasu, mianowicie dla lat 2005-2010, 2020 i 2030. Wobec tego, że decyzje o budowie nowych elektrowni OZE będą miały skutki w okresie od 2020 do 2040 roku, a w przypadku elektrowni systemowych w okresie późniejszym, np. dla elektrowni jądrowych od 2025 do 2085 roku, do oceny kosztów zewnętrznych weźmiemy liczby podane w raporcie D6.1. dla roku 2030.

Koszty związane z emisjami gazów cieplarnianych dla 2030 roku przy założeniu że celem jest redukcja emisji zgodna z postanowieniami protokołu z Kyoto są wg raportu CASES następujące:

Tabela 4.7 Koszty emisji gazów cieplarnianych wg projektu CASES¹⁹⁷

Gaz cieplarniany	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Koszt emisji [euro2000/t emisji]	27	571	30829

Koszty zewnętrzne powodowane przez cały cykl eksploatacji OZE są w przypadku wiatru i słońca zdominowane przez emisje przy produkcji urządzeń i likwidacji elektrowni. Zestawienie wielkości tych kosztów podano w tabeli 4.8

Tabela 4.8 Koszty zewnętrzne dla elektrowni OZE cEuro/kWh¹⁹⁸

Rodzaj OZE	Zdrowie	Środowisko	Gazy cieplarniane	Suma
Hydroelektrownia, na rzece, 10 MW	0,0668	0,0035	0,0183	0,0885
Hydroelektrownia, na rzece, <100 MW	0,0477	0,0025	0,0130	0,0632
Hydroelektrownia, na rzece, >100 MW	0,0429	0,0022	0,0117	0,0569
Hydroelektrownia zbiornikowa z zaporą wodną	0,0836	0,0045	0,0222	0,1103
Elektrownia pompowo-szczytowa	0,0723	0,0035	0,0150	0,0908
Elektrownia wiatrowa na lądzie	0,0542	0,0039	0,0166	0,0747
Elektrownia wiatrowa na morzu	0,0574	0,0034	0,0133	0,0743
Panele pV, na dachu	0,6833	0,0452	0,1815	0,9103
Panele pV, otwarta przestrzeń	0,6991	0,0451	0,1816	0,9260
Energia słoneczna, kolektory cylindryczno	0,0854	0,0067	0,0182	0,1103

¹⁹⁶ Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries, Cost Assessment of Sustainable Energy Systems, report D6.1 2008.

¹⁹⁷ Cost Assessment of Sustainable Energy Systems D.6.1 Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries Sept. 2008

¹⁹⁸ report D6.1 2008, ibid

paraboliczne				
Elektrociepłownia na biomasę (spalająca słomę) z turbiną upustowo kondensacyjną	1,9723	0,4390	0,2062	2,6178
Elektrociepłownia na biomasę (spalająca zrębki drzewne) z turbiną upustowo kondensacyjną	0,7312	0,0904	0,1718	0,9938
Ogniwo paliwowe ze stopionym węglanem MCFC na gaz ziemny	1,9848	0,1724	0,4972	2,6547
Ogniwo paliwowe ze stopionym węglanem MCFC na biogaz	0,7664	0,0790	0,3850	1,2305

Należy zauważyć, że w powyższej tabeli przyjęto optymistyczne wyceny odnośnie redukcji kosztów zewnętrznych OZE w ciągu najbliższych 20 lat. Typowe redukcje tych kosztów przewidywane od 2010 do 2030 r. wynoszą od 40% dla hydroelektrowni zbiornikowych z zaporą wodną i 35% dla wiatru na lądzie a 33 % dla wiatru na morzu do 21% dla paneli PV i 8% dla energii słonecznej, z kolektorami cylindryczno parabolicznymi. Podane w powyższej tabeli liczby należy więc traktować jako oceny korzystne dla OZE.

4.7 Koszty zewnętrzne przy wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku.

4.7.1 Założenia

W przedstawionych poniżej ocenach uwzględnione zostały koszty zdrowotne, koszty oddziaływania na uprawy rolnicze i materiały budowlane oraz koszty strat różnorodności gatunków na obszarach niezagospodarowanych. Przedstawione koszty są wartościami średnimi oszacowanymi z uwzględnieniem przestrzennego rozkładu źródeł emisji w kraju. Odpowiednie dane zaczerpnięto z analizy opracowanej przez R. Urosa z ARE¹⁹⁹. Przy szacowaniu kosztów zewnętrznych dla OZE, podobnie jak przy szacowaniu kosztów wytwarzania energii w samej instalacji OZE, przyjmowano wariant najkorzystniejszy dla OZE, a więc np. dla wiatru współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej 24%, a nie jak średnio w Niemczech 19%. Podobnie dla oceny biomasy stosowano założenia przyjęte wg publikacji organizacji popierających OZE, takich jak IRENA (International Renewable Energy Agency), a nie wg danych zawartych w raporcie OECD 2015/

4.7.2 Wielkości emisji zanieczyszczeń w Polsce w 2013 r. i przewidywane koszty zewnętrzne w przypadku utrzymania stanu obecnego (BAU) w 2020 roku

Wobec tego, że rozpatrujemy wariant BAU, ocena kosztów zewnętrznych dla warunków polskich zostanie przeprowadzona przy zastosowaniu kosztów zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery wg NEEDS dla roku 2020.

¹⁹⁹ R. Uros ibid

Tabela 4.9: Jednostkowe i całkowite w Polsce koszty szkód powodowanych przez zanieczyszczenia powietrza mierzone w €2000 (źródło: NEEDS Research Stream 1b) ^{200*} KOBIZE²⁰¹

Zanieczyszczenie	Wskaźniki kosztów zewnętrznych dla Polski w 2020 roku w €2000/t				Suma kosztów w roku 2020	Emisje Polska 2015* ton	Koszt dla całej energetyki w €2000
	zdrowie	Bio różnorodność	Zbiory upraw	Szkody materiałowe			
NMLZO €/t	595	-50	103		648	19 756,9	12.8 E+6
NO _x €/t	6751	906	435	131	8223	243 581,9	2003 E+6
PPM _{co} (2.5-10 µm) €/t	1383				1383	23 811,00	32.93 E+6
PPM _{2.5} (< 2.5 µm) €/t	24261				24261	14 932,13	362 E+6
SO ₂ €/t	6673	201	-54	259	7079	400 415,5	2834 E+6
SUMA							5244 E+6

Tabela 4.10: Jednostkowe i całkowite w Polsce koszty szkód powodowanych przez zanieczyszczenia powietrza mierzone w €2000 (źródło: NEEDS Research Stream 1b) ^{202*} KOBIZE²⁰³

Metale ciężkie i dioksyny	Wskaźnik kosztów zewn. w 2020	Emisja w Polsce, ton/rok	Koszty całkowite Polska ²⁰⁴
Cd €/t	83726	1 184,9 E-3	99 215

²⁰⁰ Project no: 502687 NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability 6.1: Sustainable Energy Systems and, more specifically, 6.1.3.2.5: Socio-economic tools and concepts for energy strategy. 6.1 – RS1a, “External costs from emerging electricity generation technologies ” 24. March 2009, European Commission

²⁰¹ KOBIZE bilans emisji w 2013 r. tamże, podano wielkości odnoszące się do działu 01. Procesy spalania w sektorze produkcji i transformacji energii

²⁰² Project no: 502687 NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability 6.1: Sustainable Energy Systems and, more specifically, 6.1.3.2.5: Socio-economic tools and concepts for energy strategy. 6.1 – RS1a, “External costs from emerging electricity generation technologies ” 24. March 2009, European Commission

²⁰³ KOBIZE bilans emisji w 2013 r. tamże, podano wielkości odnoszące się do działu 01. Procesy spalania w sektorze produkcji i transformacji energii

²⁰⁴ Koszty dla całej energetyki, wskaźniki 2020, emisje 2013

As €/t	529612	5 073,6 E-3	2.68 E+6
Ni €/t	2301	23 893,8 E-3	54 970
Pb €/t	278284	24 634,1 E-3	6.84 E+6
Hg €/t	8000000	5 760,8E-3	46.08 E+6
Cr €/t	13251	46 502,1 E-3	616 171
[dioksyne, i furany* (PCDD/F)] €/t	37,0 E09	12,4 E-6	458 800
SUMA, €2000			56.82 E+6

*Pojęcie "dioksyne" odnosi się do 7 dioksyn i 10 furanów. Każdy związek chemiczny charakteryzuje się współczynnikiem równoważności toksycznej (Toxic Equivalency Factor) TEF. Współczynnik ten oznacza stosunek toksyczności danego związku do toksyczności 2,3,7,8-TCDD, którym przypisano maksymalną toksyczność o współczynniku 1. Aby określić liczbowo gramotoksyczność mieszaniny dioksyn, należy pomnożyć masę każdej dioksyne w mieszaninie przez jej współczynnik TEF i podsumować wyniki²⁰⁵

Suma kosztów zewnętrznych dla emisji do atmosfery z 2013 r. ze wskaźnikami szkodliwości określonymi przez NEEDS dla roku 2020

5244 E+6 + 56E+6 = 5300 E+6 euro = 5,3 mld euro /rok, lub w USD przy wskaźniku wymiany przyjmowanym jak za rok 2014 0,75 Euro= 1 USD otrzymamy 7 mld USD/rok

Przy produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych (WK + WB) w 2013 r. równej 137718 GWh, jednostkowe koszty zewnętrzne w Polsce wynoszą na MWh energii elektrycznej:

$7 \text{ E}+9 / 137 \text{ E}+6 = 51 \text{ USD/MWh}$

Ponadto koszty emisji CO₂ dla ceny 30 USD/tonę CO₂ przy emisji 0,9 ton CO₂/MWh to dodatkowo 27 USD/MWh

Razem koszty zewnętrzne dla węgla 78 USD/MWh.

4.8 Koszty zewnętrzne w przypadku energii jądrowej

4.8.1 Koszty zewnętrzne powodowane pracą reaktora jądrowego

W ramach programu NEEDS prowadzonego przez Unię Europejską²⁰⁶ określono parametry, które należy przyjmować do oceny kosztów zewnętrznych powodowanych przez energetykę jądrową.

Tabela 4.11. Współczynniki przeliczeniowe emisja/dawka (manSv/PBq) dla przeliczenia emisji powodowanych wytwarzaniem energii (Bq/kWh) na dawki kolektywne (manSv/kWh)²⁰⁷

Grupa nuklidów	Współczynnik konwersji (manSv/PBq)	
	Emisje do atmosfery	Emisje do wody

²⁰⁵ Metoda opracowana przez World Health Organization [Van den Berg, *et al.* (1998). Toxic Equivalency Factors (TEFs) for PCBs, PCDDs, PCDFs for Humans and for Wildlife. *Environmental Health Perspectives* 106, 775.]

²⁰⁶ Paper n° 5.2 - RS 1d *Assessment of externalities of nuclear fuel cycle in Central-East-European countries*, : 20th April 2009,; AEKI, CUEC, Authors: János Osán, Miroslav Havránek, Jiri Balajka, Project co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme (2002-2006)

²⁰⁷ Paper n° 5.2 - RS 1d, *ibid*

	Globalne	Regionalne i miejscowe		Regionalne i miejscowe
Gazy szlachetne (PWR)		0.11		
Gazy szlachetne (BWR)		0.43		
Gazy szlachetne (GCR)		0.9		
Izotopy jodu	20,000	300		
Pyły		2,000		330
Kr-85	0.2	0.014		
H-3	2.0	2.1	0.2	0.65
C-14	92,000	270		

Tabela 4.12. Współczynniki ryzyka i wartości monetarne strat zdrowia powodowanych przez emisje radionuklidów²⁰⁸

Strata zdrowia	Współczynnik ryzyka (przypadki/osoboSv)	Wartość monetarna (€ ₂₀₀₀ /case)
Zgon na raka	0.05	1,120,000
Choroba nowotworowa nie powodująca zgonu	0.12	481,050
Wady dziedziczne	0.01	1,500,000

Tabela 4.13. Podsumowanie danych technicznych dla EJ odniesienia EPR²⁰⁹

Elektrownia jądrowa	EPR ^a oczekiwane	EPR ^b maksymalne
Paliwo	jądrowe	jądrowe
Typ reaktora	PWR	PWR
Rok uruchomienia	2020	2020
Moc nominalna (MW)	1,630	1,630
Produkcja energii elektrycznej netto (GWh/a)	13,000	13,000
Współczynnik wykorzystania mocy (h/a)	8,760	8,760
Emisje radioaktywne do atmosfery		
Gazy szlachetne (TBq/a)	0.80	22.50

²⁰⁸ Paper n° 5.2 - RS 1d ibid

²⁰⁹ Paper n° 5.2 - RS 1d ibid

⁸⁵ Kr (TBq/a)	0.11	3.13
³ H (TBq/a)	0.50	3.00
¹⁴ C (TBq/a)	0.35	0.90
Izotopy jodu (TBq/a)	5.00E-05	4.00E-04
Pyły (TBq/a), ocena górna.	4.00E-06	3.40E-04
Emisje radioaktywne do wody		
Pyły (TBq/a), ocena górna.	6.00E-04	1.00E-03
³ H (TBq/a)	52.0	75.0

a oczekiwane parametry poza awariami

b maksymalne uwolnienia

Do rozważań przyjmujemy reaktor EPR jako dojrzały i zaakceptowany przez dozory jądrowe Finlandii, Francji, UK i Chin reaktor generacji III+.

Tabela 4.14 Koszty zewnętrzne dla reaktora EPR²¹⁰

Rok	2020	(oczekiwane uwolnienia)		2020	(maksymalne uwolnienia)	
	Skutki	Szkody		Skutki	Szkody	
	(przypadków na rok)	(M€/a)	(c€/kWh)	Przypadków na rok)	(M€/a)	(c€/kWh)
Radionuklidy, globalnie	-	4.1466	0.0319	-	10.6623	0.0820
Zgon na raka	1.6106	1.8039	0.0139	4.1415	4.6385	0.0357
Choroba nowotworowa nie powodująca zgonu	3.8655	1.8595	0.0143	9.9396	4.7814	0.0368
Wady dziedziczne	0.3221	0.4832	0.0037	0.8283	1.2424	0.0096
Radionuklidy regionalnie	-	0.0167	0.0001	-	0.0388	0.0003
Zgon na raka	0.0065	0.0073	0.0001	0.0151	0.0169	0.0001
Choroba nowotworowa nie powodująca zgonu	0.0156	0.0075	0.0001	0.0362	0.0174	0.0001
Wady dziedziczne	0.0013	0.0019	0.0000	0.0030	0.0045	0.0000

²¹⁰ NEEDS Paper n° 5.2 - RS 1d ibid

Uwolnienia substancji radioaktywnych wskutek oczekiwanej eksploatacji reaktora EPR spowodowałyby koszty zewnętrzne wynoszące 0.032 c€/kWh, to jest około 30% mniejsze niż dla obecnie pracujących reaktorów II generacji.

4.8.2 Koszty zewnętrzne w innych etapach cyklu paliwowego

Zgodnie z zasadami oceny LCOE, poza kosztami zewnętrznymi powodowanymi przez pracę EJ należy uwzględnić koszty zewnętrzne w ciągu całego cyklu życia. Koszty związane z wydobywaniem uranu, wzbogacaniem uranu, i produkcją elementów paliwowych będą powstawały poza granicami Polski. Koszty paliwa jądrowego płacone przez wytwórcę energii są małe, a koszty zewnętrzne – przede wszystkim emisje CO₂ – powodowane są głównie przez wydobywanie i wzbogacanie uranu. Tak więc te oddziaływanie na środowisko będzie występować poza granicami Polski i nie będzie obciążać naszego kraju. Jednakże dla utrzymania pełnego obrazu i uniknięcia zarzutów o faworyzowanie energii jądrowej koszty zewnętrzne dla całego cyklu jądrowego będziemy traktowali tak, jakby powstawały one w Polsce i dodamy je do szkód zewnętrznych powodowanych pracą EJ.

Uwolnienia substancji radioaktywnych i odpowiednie dawki kolektywne na poziomie miejscowym, regionalnym i globalnym w różnych fazach jądrowego cyklu paliwowego zostały podsumowane w raporcie UNSCEAR Report 2000²¹¹. Przy użyciu współczynników ryzyka I wartości monetarnych podanych w tabeli 4.12, średnie koszty zewnętrzne powodowane przez uwolnienia radionuklidów w cyklu paliwowym można określić jak pokazano w tabeli 4.15

Tabela 4.15. Znormalizowane dawki kolektywne dla społeczeństwa powodowane przez radionuklidy w jądrowym cyklu paliwowym i odpowiednie koszty zewnętrzne²¹²

Źródło	Znormalizowana dawka kolektywna [man Sv (GWa) ⁻¹] ^a	Koszt zewnętrzny [c€/kWh] ^b
Składowe miejscowe i regionalne		
Wydobycie rudy	0.19	2.79E-04
Mielenie rud y	0.008	1.18E-05
Odpady z wydobywania i mielenia rudy (uwolnienia w ciągu 5 lat))	0.04	5.88E-05
Produkcja paliwa	0.003	4.41E-06
Eksploatacja reaktora, uwolnienia do		
Atmosfera	0.4	5.88E-04
Woda	0.04	5.88E-05

²¹¹ http://www.unscear.org/unscear/publications/2000_2.html

²¹² Paper n° 5.2 - RS 1d *Assessment of externalities of nuclear fuel cycle in Central-East-European countries*, : 20th April 2009,; AEKI, CUEC, Authors: János Osán, Miroslav Havránek, Jiri Balajka, Project co-funded by the European Commission within the Sixth Framework Programme (2002-2006)

:Przerób paliwa wypalonego, uwolnienia do		
Atmosfery	0.04	5.88E-05
Wody	0.09	1.32E-04
Transport	<0.1	<1.50E-04
Eksploracja łącznie (regionalne)	0.44	6.50E-04
Dostawy paliwa łącznie (regionalne)	0.42	6.20E-04
Odpady stałe, składowa globalna		
Odpady z kopalni i wzbogacenia rudy (wydzielenia radommu przez ponad 10,000 lat)	7.5	1.10E-02
Eksploracja reaktora		
Unieszkodliwianie odpadów niskoaktywnych	0.00005	7.35E-08
Unieszkodliwianie odpadów średnioaktywnych	0.5	7.35E-04
Unieszkodliwiania odpadów stałych z przerobu paliwa	0.05	7.35E-05
Radionuklidy rozpraszane globalnie (odcięcie po 10,000 lat)		
Eksploracja	31	4.56E-02
Przerób paliwa	13	1.91E-02
Eksploracja, łącznie (globalnie)	31	4.56E-02
Dostawa paliwa, łącznie (globalnie)	21	3.09E-02

^aWartości przyjęte wg table 43–45, Annex C, UNSCEAR2000 Report za lata 1995–1997

^bObliczone przy przyjęciu współczynników ryzyka i wartości monetarnych podanych w tabeli 4.12

Koszty zewnętrzne przypisywane uwolnieniom radioaktywnym w fazie dostaw paliwa stanowią około 70% kosztów w fazie eksploatacji. Otrzymana wartość wynosi 0.0315 c€/kWh dla kosztów miejscowych, regionalnych i globalnych, lub 0,4 USD/MWh.

4.8.3 Łączne koszty zewnętrzne związane z energetyką jądrową

Aby uwzględnić koszty zewnętrzne powstające w fazie eksploatacji i w innych częściach cyklu paliwowego, dawki kolektywne powodowane przez rozpraszane globalnie radionuklidy w czasie eksploatacji elektrowni i przerobu paliwa określono stosując dane o emisjach i produkcji energii elektrycznej z lat 1995–1997 wg raportu UNSCEAR²¹³.

W skali globalnej, otrzymane średnie koszty zewnętrzne dla fazy eksploatacji są bliskie kosztów obliczonych dla istniejących elektrowni jądrowych. Koszty zewnętrzne powodowane przez dostawy paliwa stanowią około 70% kosztów zewnętrznych w fazie eksploatacji.

²¹³ Tables 43–44, Annex C, UNSCEAR2000 Report http://www.unscear.org/unscear/publications/2000_2.html

4.8.4 Koszty zewnętrzne dla źródeł OZE w Polsce

Podane powyżej w sekcji 4.6 koszty zewnętrzne dla OZE określone były w projekcie CASES jako wartości średnie dla Unii Europejskiej. W przypadku Polski, prędkości wiatru są znacznie mniejsze niż w Północnej Szkocji, Danii, Portugalii czy w Hiszpanii, a nasłonecznienie jest mniejsze niż we Włoszech, Hiszpanii, a nawet na południu Niemiec. W stosunku do krajów nadmorskich jak Łotwa, Litwa, Estonia czy Szwecja, większa jest też część zanieczyszczeń powietrza osiadających na terytorium Unii Europejskiej, a tylko takie osady są wliczane w projektach UE do kosztów zewnętrznych. Tak więc zarówno koszty wytwarzania energii w samej instalacji OZE jak i koszty zewnętrzne elektrowni wiatrowych i słonecznych będą w Polsce większe niż średnie w Unii Europejskiej. Tym niemniej przyjmujemy w dalszym tekście, że wartości określone jako średnie dla Unii Europejskiej są reprezentatywne dla Polski. Jest to założenie sprzyjające źródłom OZE.

5 PODSUMOWANIE KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII W SAMEJ ELEKTROWNI, KOSZTÓW SYSTEMU I KOSZTÓW ZEWNĘTRZNYCH

Jak widzieliśmy powyżej, wszystkie trzy składowe kosztów grają istotną rolę w bilansie kosztów które musi pokryć społeczeństwo.

Z punktu widzenia kosztu dostarczenia energii elektrycznej na szyny zbiorcze systemu energetycznego najmniejsze koszty zapewniają elektrownie jądrowe i węglowe, natomiast OZE są w warunkach polskich dużo droższe. OZE mogą być konkurencyjne pod tym względem tylko tam, gdzie występują specjalne warunki klimatyczne – silne nasłonecznienie, jak w USA lub na południu Europy, silne wiatry jak na zachodnich wybrzeżach Szkocji i Danii lub w określonych rejonach USA. W Polsce takich warunków nie ma.

Koszty współpracy z systemem energetycznym są najniższe dla elektrowni węglowych i gazowych i niskie dla elektrowni jądrowych. Są one natomiast bardzo wysokie dla OZE i stanowią poważną barierę dla wprowadzania OZE. Przejawem tego są niedawne decyzje różnych krajów o ograniczaniu OZE (UK- stop subsydiów dla wiatraków, Hiszpania – redukcja subsydiów dla energii słonecznej) a w Polsce aktualne starania PSE o ograniczenie liczby wiatraków, które mają być przyłączane do sieci.

Koszty zewnętrzne są najniższe dla energii jądrowej i dla wiatraków, znacząco wyższe dla paneli PV i bardzo wysokie dla węgla. Dla gazu koszty zewnętrzne wynoszą około połowy kosztów zewnętrznych dla węgla.

Po podsumowaniu okazuje się, że suma kosztów, które musi ponosić społeczeństwo jest najniższa dla energii jądrowej.

W zestawieniu porównawczym poniżej przyjęto, że stopa dyskonta wynosi 7%. Dla porównań elektrowni wiatrowych i słonecznych jako państwo o najbardziej zbliżonych do Polski parametrach przyjęto Niemcy. W przypadku biomasy przyjęto oceny organizacji IRENA, jako najbardziej optymistyczne.

Tabela 5.1 Podsumowujące zestawienie kosztów wytwarzania energii elektrycznej USD/MWh

Technologia	Średnie Bezp. Nakł. Inw. W OECD	Kraj wybrany jako reprezen- tatywny	Bezp. Nakłady inwest. USD/ kWe.	Nakłady inwest. stopa 7% USD/ kWe	Wsp. wykorz. mocy zainst.	LCOE USD/ MWh	Koszty ponoszone przez system USD/MWh	Koszty zewn. USD/MWh przy koszcie CO2 30 USD/t	Suma kosztów USD/MW h
Energia jądrowa	4 480	Finlandia	5 250	6 714	85%	81.83	2.25	0,4	83,8
Gaz ziemny –blok gazowo- parowy o cyklu łączonym CCGT	1 021	Niemcy	974	1 042	85%	102.56	0,54	18.5	121,6
Wiatr na lądzie N.	1 940	Niemcy	1 841	1 905	34%	93.53	43,85	1,0	138,3
Węgiel kamienny	2 080	Niemcy	1 643	2 054	85%	75,5	0.97	78	154,5
Gaz ziemny – turbina gazowa o obiegu otwartym OCGT	708	Niemcy	548	586	85%	137.11	0,54	18.5	156
Wiatr na lądzie PL		Polska	1 841	1 905	24%	132,5	43,85	1.0	177,3
Biomasa + turbina wartość średnia wg IRENA	4000 w USA ²¹⁴	Wg IRENA				160²¹⁵	?	34.6	194.6
Panele PV – duże	1 562	Niemcy	1 200	1 241	11%	127.2	82,95	12,2	222,3
Wiatr na morzu	4 985	Niemcy	5 933	6 1	48%	183.68	42,85	1,0	227,5

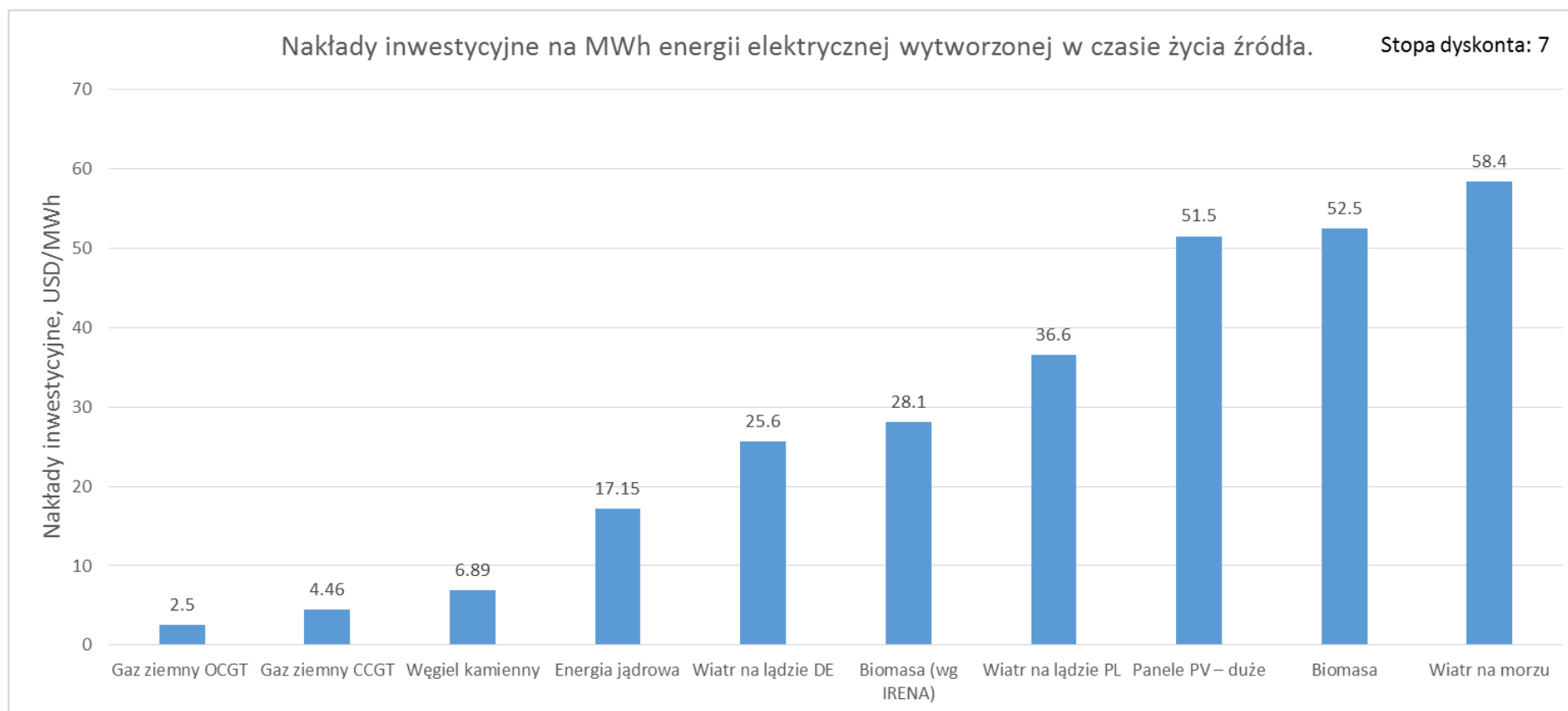
²¹⁴ Wg IRENA , USA system o mocy 8,8 MWe. Dla mniejszych mocy znacznie więcej, np dla 0,5 MWe 14790 USD/kW.

²¹⁵ Wartość przyjęta jako reprezentatywna na podstawie danych IRENA przedstawionych w sekcji 2.3.7

Koszty emisji CO₂ z bloków opalanych gazem obliczono przyjmując wg NEEDS 6.1 emisję 0,366 kg CO₂/kWh, co przy cenie 30 USD/t CO₂ daje 18,5 USD/MWh

Wykres zbiorczy podsumowujący koszty wytwarzania energii w Polsce opracowano przy założeniu, że

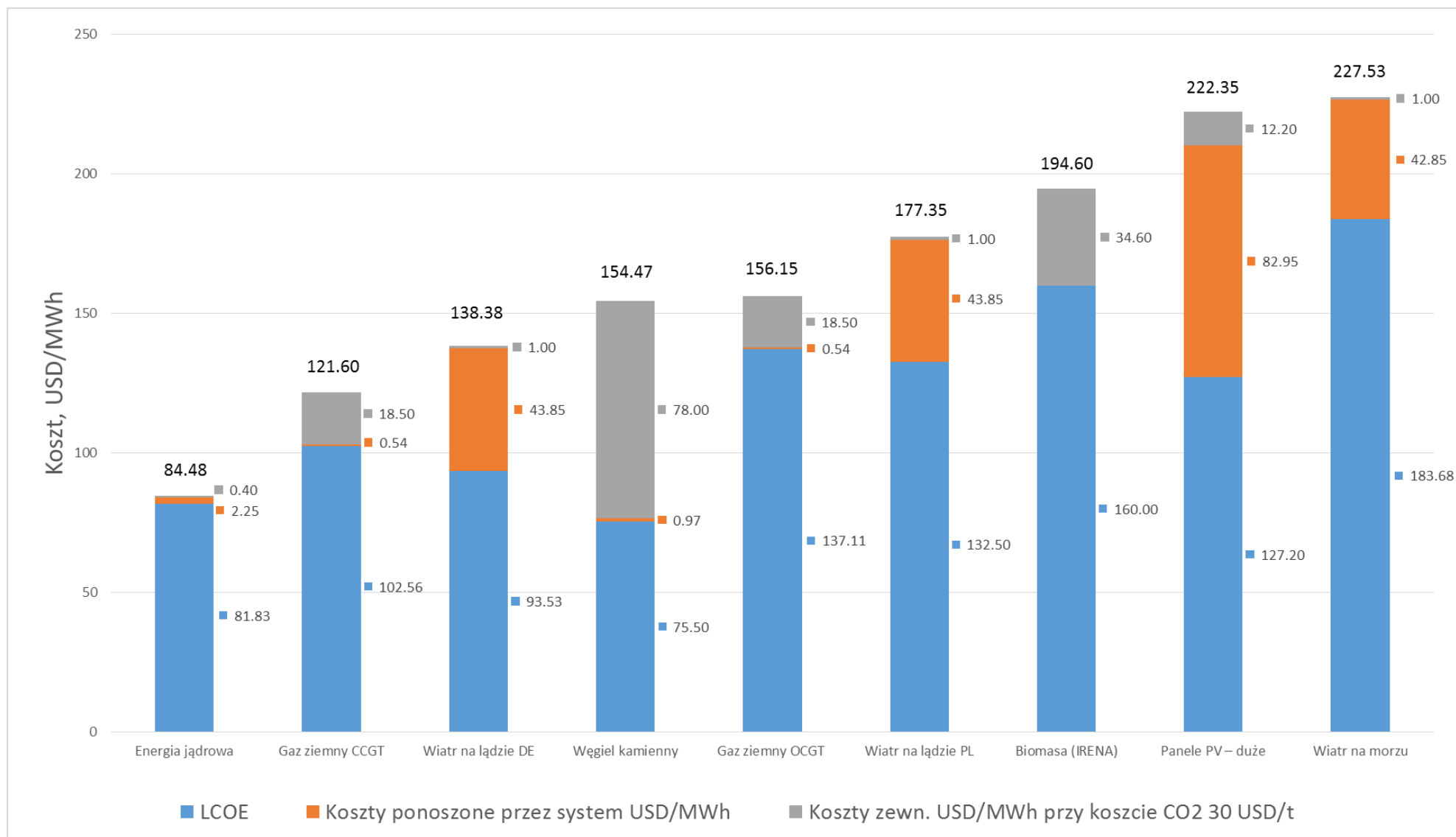
- Koszty własne (na szynie zbiorczej poza elektrownia) są liczone bez uwzględniania dotacji, ulg podatkowych itd.
- Koszty współpracy z systemem energetycznym określono przyjmując, że udział rozpatrywanego źródła energii w produkcji energii elektrycznej wynosi 30%
- Współczynniki szkodliwości emisji przyjęto dla Polski wg ocen programu Unii Europejskiej NEEDS na rok 2020, a wielkości emisji wg danych KOBIZE na rok 2013 (najnowszy, dla którego mamy rzeczywiste dane mierzone w Polsce)
- Cena emisji gazów cieplarnianych wynosi 30 USD/tonę CO₂.
- Wyniki dla wszystkich źródeł podano w USD, by uniknąć nieporozumień ze względu na zmieniające się przeliczniki USD/PLN i USD/EURO.
- W przypadku wiatru na lądzie, podane jest oszacowanie niemieckie oparte na współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej 34%. Taki współczynnik jest osiągalny w wybranych rejonach Niemiec, ale nie można przyjąć go jako typowy dla warunków wiatrowych w Polsce. Średni współczynnik dla Niemiec to 19%, a dla Polski w korzystnych rejonach może on sięgać 24%. Dlatego dla wiatru na lądzie podajemy dwie oceny - dla 34% i dla Polski 24%.
- Z uwagi na specyficzne znaczenie biomasy dla OZE w Polsce, dane dla biomasy przyjęto wg najbardziej pozytywnego dla OZE raportu organizacji The International Renewable Energy Agency (IRENA) . W innych źródłach podawane są koszty wyższe.



Rys. 5.1 Nakłady inwestycyjne na MWh energii elektrycznej wytworzonej w czasie życia źródła. USD/MWh

Jak widać, nakłady inwestycyjne na MWh energii elektrycznej wytworzonej w czasie życia źródła są dla energii jądrowej wyższe, niż dla węgla i gazu. Są one jednak znacznie niższe, niż dla energetyki odnawialnej. W warunkach polskich nakłady na wiatraki na lądzie są ponad dwukrotnie, a na panele PV i na wiatraki na morzu trzykrotnie wyższe niż na elektrownie jądrowe. Daje to odpowiedź na często zadawane pytanie, czy Polskę stać na budowę EJ. Jasne jest, że jeśli stać nas na budowę OZE, to na pewno stać nas na budowę wymagających mniejszych nakładów elektrowni jądrowych.

O opłacalności inwestowania w energetykę jądrową w skali całego okresu eksploatacji elektrowni mówi wykres poniżej.



Rys. 5.2 Uśrednione w okresie eksploatacji koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł.