

OCENA OPLACALNOŚCI FARM WIATROWYCH

Ł. Dul

Zakład Termodynamiki, Instytut Techniki Ciepłej, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa,
Politechnika Warszawska, Warszawa, Polska

STRESZCZENIE

W związku z zapisami "Pakietu Klimatycznego" polski sektor elektroenergetyczny w najbliższych latach czekają znaczące inwestycje w odnawialne źródła energii, w tym przede wszystkim w farmy wiatrowe. Biorąc to pod uwagę, w artykule przedstawiona została ocena opłacalności farm wiatrowych. W pracy przedstawiono ogólną sytuację energetyki wiatrowej na świecie jak i w Polsce. Zasadniczym elementem opracowania jest ocena opłacalności, której podstawę stanowi określenie wartości wskaźników NPV oraz IRR dla dwóch wariantów rozwoju sytuacji na rynku odnawialnych źródeł energii. Istotnym elementem jest również analiza wrażliwości wraz z określeniem marginesów bezpieczeństwa oraz analiza scenariuszowa.

WSTĘP

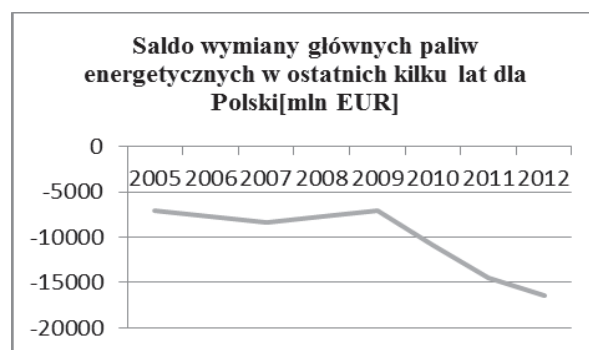
W najbliższych latach polski sektor elektroenergetyczny czekają bardzo duże zmiany. Spowodowane będą one przede wszystkim zapisami wynikającymi z przyjętego w 2008 roku tak zwanego „Pakietu Klimatycznego” uchwalonego przez Radę oraz Parlament Europejski. Zapisy Pakietu mówią między innymi o konieczności redukcji emisji gazów cieplarnianych (w tym rzecz jasna dwutlenku węgla o 20% do roku 2020 w stosunku do roku bazowego, jakim wyznaczono rok 1990). Innym bardzo istotnym zapisem tego dokumentu jest ten stanowiący o zwiększeniu udziału zużycia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii. Poza tym Pakiet, co również bardzo istotne, mówi o konieczności zwiększenia o 20% efektywności energetycznej w stosunku do prognoz dla 2020 roku. Tym samym biorąc pod uwagę powyższe cele jakie niejako wyznaczyła sobie Wspólnota Europejska na najbliższe lata, oczywistym staje się fakt konieczności gruntownych zmian w polskim sektorze wytwarzania energii elektrycznej.

Polski sektor elektroenergetyczny, jak powszechnie wiadomo, w przytłaczającej większości oparty jest na produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem paliwa węglowego. Paliwo węglowe stanowi około 90% w całościowym bilansie wytwarzania energii elektrycznej. Z jednej strony jest to dość naturalne zjawisko z racji zasobów tego paliwa na terenie naszego kraju oraz relatywnie niskich jego cen. Z drugiej jednak strony paliwa węglowe (węgiel kamienny, węgiel brunatny) charakteryzują się bardzo wysokimi wskaźnikami

emisyjności dwutlenku węgla do atmosfery. W przypadku węgla kamiennego współczynnik ten jest blisko o 40% większy niż w przypadku paliwa gazowego. Z kolei dla energii wytwarzanej za pośrednictwem np. energetyki jądrowej mamy do czynienia ze znikomymi emisjami, bliskimi zera.

Ponadto należy wziąć pod uwagę obecną sytuację polskiego sektora elektroenergetycznego, gdzie blisko 40% funkcjonujących bloków energetycznych ma ponad 40 lat i już dawno powinno zostać zastąpione nowoczesnymi jednostkami o zdecydowanie mniejszej awaryjności oraz większej sprawności wytwarzania energii. Z tych wyżej wymienionych blisko 40% bloków, 15% powinno zostać natychmiastowo wyłączonych, gdyż mają ponad 50 lat. Z kolei według różnych szacunków ekspertów bloki mające ponad 30 lat stanowią w krajowym systemie około 70%.

Na poniższym rysunku przedstawiono saldo wymiany głównych paliw energetycznych w ostatnich kilku latach dla Polski. Deficyt wymiany handlowej dla 2012 roku wynosił około 16 miliardów euro. Jest to bardzo niebezpieczne zjawisko z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Rys. 1. Saldo wymiany głównych paliw energetycznych w ostatnich kilku latach dla Polski

Wszystkie powyższe stwierdzenia prowadzą do dość oczywistego wniosku. Mianowicie w najbliższych kilku lub kilkunastu latach polski system elektroenergetyczny czekają ogromne zmiany. Niezbędne są inwestycje przede wszystkim w jednostki wytwórcze, lecz również w nowoczesny system przesyłowy.

Analizując powyższe fakty, oczywistą receptą wydają być się inwestycje w różnego rodzaju instalacje odnawialnych źródeł energii. Spowodowane jest to przede wszystkim faktem ich mniejszego wpływu

na środowisko naturalne aniżeli ma to miejsce w przypadku energetyki konwencjonalnej, na której to oparty jest krajowy system. Najistotniejszą zaletą odnawialnych źródeł energii jest fakt zerowej emisji towarzyszącej wytwarzaniu energii elektrycznej z tego typu jednostek. Instalacje te praktycznie nie wymagają zużycia jakiegokolwiek paliwa przy okazji produkcji energii elektrycznej. Należy jednak zaznaczyć w tym miejscu i pamiętać o tym, że źródła te nie są pozbawione również wad, które w przypadku różnego typu jednostek wyglądają inaczej.

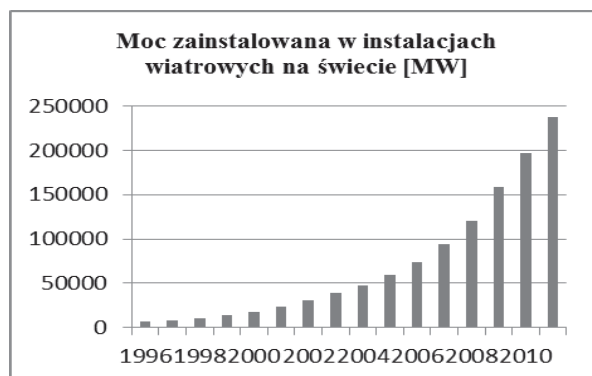
Jednym z rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii są farmy wiatrowe. Ich główną zaletą jest bardzo dobrze znana oraz opracowana technologia ich wytwarzania oraz eksploatacji. Ponadto relatywnie niskie koszty połączone z różnego rodzaju wsparciem powodują, że tego typu technologia charakteryzuje się relatywnie dobrymi wskaźnikami opłacalności ekonomicznej, czego zresztą oceną stanowiąć będzie centralną część niniejszej pracy. Jak już wcześniej wspomniano inną bardzo istotną zaletą farm wiatrowych jest bliska zerowej emisja gazów cieplarnianych towarzysząca wytwarzaniu z nich energii elektrycznej. Należy wspomnieć o niektórych wadach tej technologii, z których największą jest, co nie ulega wątpliwości, relatywnie niewielki współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej w tego typu instalacjach wytwórczych. Współczynnik ten w zależności od kilku czynników, takich jak rodzaj technologii oraz przede wszystkim miejsce instalacji (wietrzność obszaru) waha się w zależności od różnych źródeł w okolicach 30-40%. Oznacza to, że przykładowa elektrownia wiatrowa o mocy 1 MW, średniorocznie jest w stanie wyprodukować taką ilość energii elektrycznej, tak jakby jej moc zainstalowana wynosiła około 300-400 kW. Do innych wad, o których należy wspomnieć należą (www.ekologiczne.info.pl): wpływ na mikroklimat, zagospodarowanie terenu i wykorzystanie gruntów, podwodny hałas i wibracje (w przypadku farm budowanych na morzu), negatywny wpływ na ptaki, nietoperze i zwierzęta morskie, wpływ na zakłócenia w pracy radarów, powstawanie aerozoli, efekty wizualne, oraz wpływ na krajobraz, różnego rodzaju wibracje, efekty akustyczne generowane przez łopaty wiatraka, w tym hałas infradźwiękowy i niskoczęstotliwościowy, wpływ na odbijanie fal i cząstek, wpływ na zakłócenia komunikacji elektromagnetycznej, niszczenie naturalnych siedlisk. Wiatraki mogą również powodować problemy z widocznością.

SYTUACJE ENERGETYKI WIATROWEJ NA ŚWIECIE

Łączna moc zainstalowana w światowych instalacjach wykorzystujących energię wiatru na koniec roku 2011 wynosiła 237 669 MW (Sztuba, Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, Leśniewski, 2012). Ponadto w tym samym roku odnotowano wzrost mocy

zainstalowanej na poziomie około 20% w porównaniu do roku poprzedniego. Najwyższe miejsce na liście państw najbardziej zwiększających udział energetyki wiatrowej w systemie elektroenergetycznym w 2011 roku należał do Chińskiej Republiki Ludowej (około 17,6 GW nowych przyłączeń). Tak gwałtowny wzrost zainteresowania na świecie energią wiatrową spowodowany jest przede wszystkim wzrostem tak zwanej świadomości ekologicznej wśród światowej społeczności. Ponadto duże znaczenie miała również katastrofa nuklearna w Fukushima jak również eksplozja platformy wiertniczej w Zatoce Meksykańskiej.

Obecnie największą mocą zainstalowaną w energetyce wiatrowej poszczycić może się Chińska Republika Ludowa. Łączna moc zainstalowana dla tego kraju wynosi około 62,7 GW. Poniżej na rysunku przedstawiono łączną moc zainstalowaną w energetyce wiatrowej na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat. Jak bardzo łatwo można zauważyć w ostatnich latach mamy do czynienia z gwałtownym, a co ważniejsze stałym wzrostem mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych. Ponadto od roku 2009 mamy do czynienia ze stałymi przyrostami mocy zainstalowanej na poziomie około 40 GW (Sztuba, Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, Leśniewski, 2012).



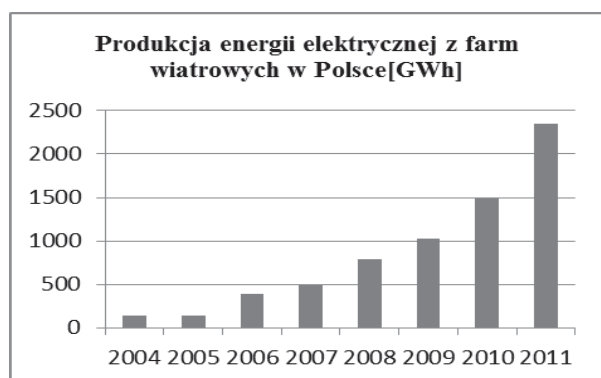
Rys. 2. Moc zainstalowana w instalacjach wiatrowych na świecie [MW]

Sytuacje energetyki wiatrowej w Polsce

Jeżeli chodzi o sytuację sektora energii wiatrowej w naszym kraju to wygląda ona trochę inaczej. Z danych pochodzących z Urzędu Regulacji Energetyki w czerwcu 2012 roku w Polsce zainstalowanych było około 619 instalacji wykorzystujących energię wiatru do wytwarzania energii. Łączna moc tych instalacji wynosiła około 2189 MW. Najwięcej farm wiatrowych, co oczywiste ze względu na warunki pogodowe, zainstalowanych jest w północno-zachodniej części kraju. Liderem jest tutaj województwo zachodniopomorskie o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie blisko 717 MW. Co również istotne, farmy wiatrowe stanowią blisko 58% wszystkich źródeł wytwarzania energii elektrycznej opartych na odnawialnych źródłach energii (z wyłączeniem technologii współspalania). Ponadto w 2011 roku zanotowano według danych Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej przy-

rost mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej w stosunku do roku poprzedniego na poziomie 436 MW. Oznacza to wzrost rok do roku na poziomie blisko 37%. Tak więc jest to większy wzrost w porównaniu do odnotowywanego na świecie (Sztuba, Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, Leśniewski, 2012).

Obecnie wiele firm, oraz koncernów energetycznych planuje budowę farm wiatrowych na przybrzeżnym obszarze Bałtyku. Świadczyć o tym może bardzo duże zainteresowanie koncesjami na budowę tego typu instalacji. Na wykresie poniżej przedstawiono produkcję energii elektrycznej powstałej w farmach wiatrowych na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat w naszym kraju. Jak łatwo można zauważyć, w okresie od 2004 do 2011 roku nastąpił około siedemnastokrotny wzrost produkcji energii elektrycznej w energetyce wiatrowej i w 2011 roku wyniosła ona około 2348 GWh.



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej z farm wiatrowych w Polsce [GWh]

Według różnego rodzaju analityków w najbliższych latach przewiduje się dalszy, stabilny wzrost mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych. Podstawowymi czynnikami wpływającymi na taki stan rzecz będzie dalsze powiększanie krajowego miksu energetycznego o elementy związane z odnawialnymi źródłami energii jak również działania na rzecz poprawy jakości środowiska. Z kolei w tab. 1. przedstawiono potencjał jaki istnieje na polskim rynku w stosunku do instalacji wiatrowych. Dla 2020 roku, w przypadku instalacji usytuowanych na lądzie, wynosi on 11,5 GW (Wiśniewski, Michałowska-Knap, Koć, 2012).

Tab. 1. Potencjał polskiego rynku w stosunku do instalacji wiatrowych

	Instalacje na lądzie		Instalacje na morzu	
	Moc [GW]	Energia elek. [TWh]	Moc [GW]	Energia elek. [TWh]
Potencjał teoretyczny	3100	6830	130	380
Potencjał rynkowy dla 2020 r.	11,5	28	1,5	4,5
Potencjał techniczny	1400	3600	130	380

Potencjał techniczny przy uwzględnieniu reglamentacji środowiskowych	600	1500	20	60
Potencjał ekonomiczny	82	210	7,5	22,5

Duże znaczenia będą również miały ogromne nakłady inwestycyjne, jakie będą musiały być poniesione na rzecz modernizacji całego sektora elektroenergetycznego. Szacuje się, że wynosić mogą one nawet od 150 do 200 miliardów złotych.

Z kolei główną przeszkodą dla rozwoju tego typu technologii w naszym kraju jest oczekiwanie na nowe ustawodawstwo, oraz regulacje odnoszące się do wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Brak klarownych oraz przede wszystkim długoterminowych regulacji określa się jako podstawową przeszkodę dla jeszcze większej ekspansji instalacji wiatrowych. Obecnie opracowywany jest tak zwany „Trójpak energetyczny”. Jest to pakiet ustaw dotyczących szeroko pojętej energetyki. Jedną z nich dotyczy odnawialnych źródeł energii. Niektóre projekty zapisów dotyczące bezpośrednio oceny opłacalności farm wiatrowych zostały przedstawione w dalszej części artykułu.

Na rys. 4 przedstawiono miks energetyczny dla naszego kraju dla roku 2008, jak również prognozę dla roku 2030. Należy zaznaczyć, że sytuacja jaka miała miejsce w 2008 roku prawie w ogóle nie uległa zmianie. Jak łatwo można zauważyć z zamieszczonego poniżej rysunku, odnawialne źródła energii stanowią zaledwie około 5% w całościowym miksie energetycznym. Nie jest to tym samym korzystna sytuacja ze względu na bezpieczeństwo energetyczne. Z kolei prognoza dla roku 2030 jest o wiele bardziej optymistyczna pod tym względem. Przewiduje się, że miks energetyczny będzie o wiele bardziej zrównoważony, a energetyka wiatrowa będzie w nim zajmować znaczące miejsce, z udziałem na poziomie około 10% (Kubacki, 2012).

OCENA OPLACALNOŚCI FARM WIATROWYCH

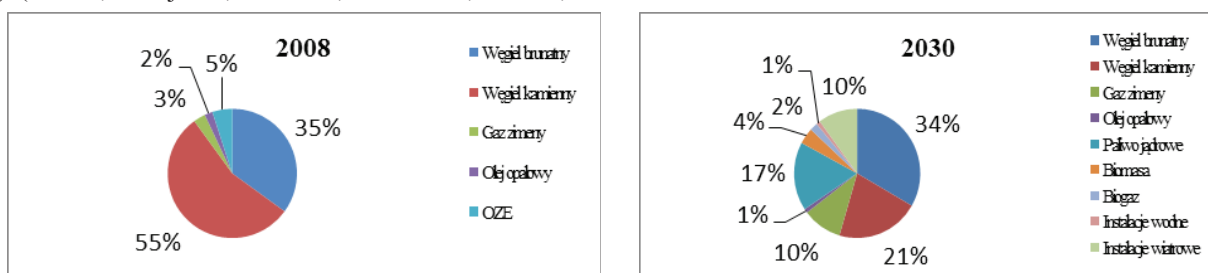
W niniejszym rozdziale przeprowadzono analizę oceny opłacalności (Rogowski, 2008) dotyczącą farm wiatrowych. Ocena ta jest obecnie o tyle utrudniona, że planowane są przyszłe zmiany regulacji dotyczących systemu wsparcia instalacji odnawialnych źródeł energii. Kształt tych zmian nie jest jednak do końca jeszcze określony i znany, dlatego ocena rentowności tych instalacji jest obarczona niepewnością. Z tego też powodu obecnie ma miejsce tymczasowe wstrzymanie nowych inwestycji związanych z farmami wiatrowymi oraz innymi instalacjami odnawialnych źródeł energii.

Założenia przyjęte do oceny opłacalności

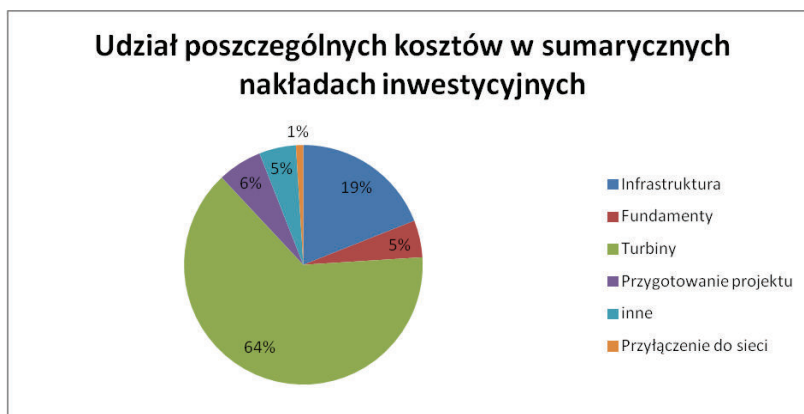
Farmy wiatrowe zwyczajowo charakteryzują się dość znacznymi nakładami inwestycyjnymi. Jest to jednak niejako rekompensowane relatywnie niewielkimi kosztami eksploatacyjnymi, których wielkość wynosi około 3-4% kosztów inwestycyjnych rocznie. Analiza danych rynkowych wskazuje, że przeciętne nakłady inwestycyjne wynoszą w przypadku farm wiatrowych około 6 milionów złotych na 1 MW mocy zainstalowanej. Z kolei średnie planowane nakłady dla farm w fazie rozwoju wynoszą około 6,6 miliona złotych na 1 MW. Należy zauważyć, że wartości te w zależności od wykorzystywanej technologii oraz miejsca instalacji urządzenia zawierają mogą się w granicach od ok. 4,4 do 8 milionów złotych na 1 MW mocy zainstalowanej (Sztuba, Ratajczak, Trzeciak, Palusiński, Prusak,

Paprzycka, Sołtysiak, Leśniewski, Matuszewska, Horodko, 2012).

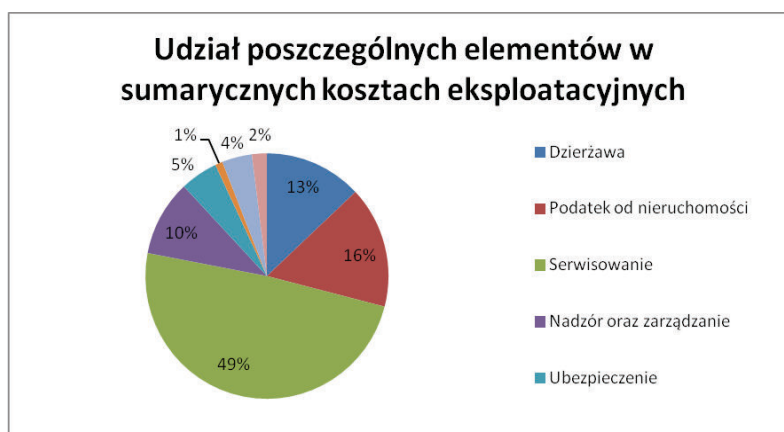
Na wykresie poniżej przedstawiono udział poszczególnych kosztów w całościowych nakładach inwestycyjnych dla farm wiatrowych. Jak łatwo zauważyć, największą część nakładów inwestycyjnych zajmują koszty związane z zakupem turbin wiatrowych. Obecny koszt turbiny wynosi około 910 tysięcy euro w przeliczeniu na jeden MW. Dodac należy, że w przypadku wyboru droższych, a tym samym bardziej niezawodnych turbin, ogranicza się przyszłe koszty związane z serwisowaniem obiektu, które stanowiąc mogą nawet około 90% kosztów zmiennych obsługi farmy wiatrowej.



Rys. 4. Polski miks energetyczny dla 2008 roku oraz jego prognoza dla 2030 roku



Rys. 5. Udział poszczególnych kosztów w przykładowych, sumarycznych nakładach inwestycyjnych



Rys. 6. Udział poszczególnych elementów w przykładowych, sumarycznych kosztach eksploatacyjnych

Znaczący udział w nakładach inwestycyjnych zajmują również koszty infrastruktury związanej z budową farmy wiatrowej. Następnym ważnym elementem są koszty związane z procesem przygotowania inwestycji, który to zazwyczaj trwa około cztery lata. Koszty te wynoszą około 6% sumarycznych nakładów inwestycyjnych. W ich skład wchodzi między innymi koszty związane z przygotowaniem odpowiednich ekspertyz oraz realizacją czynności administracyjnych. Koszty te obecnie mają wartość do 400 tysięcy złotych za 1 MW mocy zainstalowanej. Koszty związane z przyłączeniem instalacji do sieci elektroenergetycznej, w zależności od odległości od Głównego Punktu Zasilającego, wynoszą przykładowo dla województwa zachodniopomorskiego około 100 tysięcy złotych za kilometr (Sztuba, Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, Leśniewski, 2012).

Jeżeli natomiast chodzi o przychody związane z działalnością farmy wiatrowej to uzależnione są przede wszystkim od aktualnej ceny energii oraz wysokości tak zwanej opłaty zastępczej ustanowionej przez prezesa URE. Opłata ta bowiem jest niejako ceną maksymalną, jaką wytwórcy energii byłiby skłonni zapłacić za tak zwane świadectwa pochodzenia energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Obecnie dla roku 2013 opłata ta wynosi 297,35 zł za 1 MWh (Woszcyk, 2013). Z kolei średnia cena energii na dzień 31.05.2013 r. na Towarowej Giełdzie Energii wynosi około 146 zł za 1 MWh (www.polpx.pl). Z kolei średnia cena energii dla całego roku 2013 wynosi na dzień dzisiejszy około 157 zł za 1 MWh (www.polpx.pl), i tą wartość przyjęto do dalszych obliczeń. Ponadto średnia cena świadectw pochodzenia, czyli zielonych certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii, na podstawie indeksu PMOZE wynosi na dzień dzisiejszy około 171 zł za 1 MWh (www.polpx.pl). Natomiast średnia cena dla całego roku 2013 wynosi 145 zł za 1 MWh (www.polpx.pl). Oznacza to, że średni przychód wynosi około 302 zł, co w porównaniu do zeszłorocznego równego około 462 zł jest wartością bardzo małą.

Według danych, średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej dla farm wiatrowych wynosi ok. 2400 h rocznie dla mocy zainstalowanej w postaci 1 MW (Pesta, 2009). Oznacza to, że farma wiatrowa o mocy 1 MW w ciągu roku jest w stanie wyprodukować 2400 MWh energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że na chwilę obecną bardzo trudnym, a wręcz niemożliwym do wykonania, jest przewidywanie cen energii elektrycznej oraz wartości certyfikatów w przyszłości. Planowane zmiany regulacji prawnych opierają się na ustaleniu opłaty zastępczej na poziomie ok. 286 zł za MWh. Wysokość ta ma nie podlegać waloryzacji. Waloryzacji o wskaźnik inflacji z kolei podlegać ma cena energii elektrycznej pochodzącej z farm wiatrowych. Wynosić ma ona 198,9 zł za MWh. Tak więc łączny przychód z tytułu produkcji energii z instalacji wiatrowych ma być „zamrożony” na poziomie około 485 złotych.

Według danych, koszty operacyjne w przypadku farm wiatrowych wynoszą w odniesieniu do jednej MWh około 83 złotych (XV Forum Energetyki Wiatrowej, 2012). Na wykresie poniżej zobrazowano przykładową, procentową strukturę kosztów dla farmy wiatrowej (Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, Leśniewski, Sztuba, 2012). Jak widać głównym składnikiem są tutaj koszty serwisowania czyli tak zwane koszty O&M. Udział tego typu kosztu w całkowitym bilansie kształtuje się na poziomie około 49%. Istotnym elementem są tu również koszty finansowe. Obecnie notuje się wzrost oprocentowania w przypadku nowych inwestycji do poziomu 7-9%. Ponadto zwiększenie wymogu udziału własnego w inwestycji do poziomu nawet 50%. Koszt wynikający z dzierżawy wynosić może w ujęciu rocznym około 25 tys. zł za 1 MW mocy zainstalowanej (Leśniewski, Sztuba, Horodko, Ratajczak, Trzeciak, Matuszewska, Palusiński, Paprzycka, Prusak, Sołtysiak, 2012).

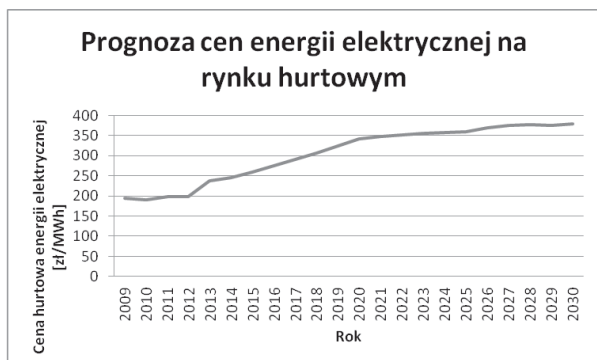
Do przytoczonych wcześniej założeń dotyczących zmian regulacji prawnych odnoszących się do odnawialnych źródeł energii należy dodać jeszcze jedno. Chodzi tu o wprowadzenie tak zwanych współczynników korekcyjnych dla opłaty zastępczej dla różnego rodzaju odnawialnych źródeł energii. Tego typu współczynnik dla instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 500 kW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru na lądzie ma wartość (www.gamwzielone.pl, 2012):

- w 2013 - 2014 r. – 0,9,
- w 2015 r. – 0,88,
- w 2016 r. – 0,86,
- w 2017 r. – 0,83.

Analizę opłacalności inwestycji postanowiono zbudować dla lądowej farmy wiatrowej o mocy 20 MW oraz 25-letnim okresie życia. Przyjęto stopę dyskonta na poziomie 11%, która odzwierciedla obecne dane makroekonomiczne oraz podejście inwestorów do farm wiatrowych. Ponadto przyjęto średnią wartość amortyzacji na poziomie 4%. Wielkość ta wynika z długości okresu obliczeniowego dla inwestycji. Ponadto przyjęto wartość likwidacyjną dla badanego projektu na średnim poziomie równym 10% nakładów inwestycyjnych.

Biorąc pod uwagę powyższe nakłady inwestycyjne oszacowano na 120 mln złotych, a roczną sprzedaż energii na poziomie 48 tys. MWh. Ponadto w analizie uwzględniono założenie mówiące o zaniechaniu wsparcia (co oznacza brak możliwości pozyskiwania dodatkowych przychodów z tytułu sprzedaży zielonych certyfikatów) po zakończeniu początkowego okresu wsparcia trwającego 15 lat. W okresie tym zapewniona ma być wysokość współczynnika korekcyjnego. Regulacja ta odnosi się również do projektów już operujących w obecnym systemie wsparcia, w przypadku których nie określono horyzontu czasowego. Ponadto do obliczeń założono, że farma wiatrowa rozpoczęłaby działanie od roku 2014. Oznacza to, że współczynnik korekcyjny dla opłaty zastępczej wynosiłby 0,9.

W analizie wykorzystany został również raport pt. „Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” sporządzony przez Ministerstwo Gospodarki we wrześniu 2011 roku (ARP SA, 2011). W dokumencie tym znajduje się między innymi prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

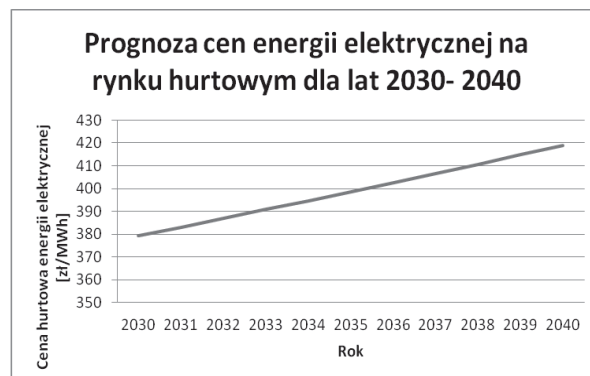


Rys. 7. Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym

Obliczenie wartości NPV oraz IRR dla inwestycji

Zadecydowano, że w pierwszym etapie oceny opłacalności będzie miało miejsce określenie wartości wskaźników NPV oraz IRR dla dwóch wariantów rozwoju sytuacji na rynku odnawialnych źródeł energii. W pierwszym wariantcie postanowiono oszacować wyżej wymienione wskaźniki dla przypadku braku zmian regulacji, o których wspomniano wyżej. Wariant ten zakłada wygaśnięcie wsparcia dla instalacji w postaci zielonych certyfikatów po 15 latach operacyjnych. Ponadto założono stałą cenę tak zwanych zielonych certyfikatów. Zdecydowano się na taki krok dlatego, że nie istnieją żadne wiarygodne dane prognostyczne na temat cen tych certyfikatów w perspektywie najbliższych kilkunastu lat. Sprzedaż energii elektrycznej do 2030 r. w poszczególnych latach będzie miała miejsce po cenach prognozowanych przez Ministerstwo Gospodarki. Z kolei po roku 2030 przy przyjęciu dalszego wzrostu cen na poziomie wynikającym z ich wzrostu w ostatnim roku prognozy Ministerstwa. Oznacza to dalszy wzrost ceny energii elektrycznej na poziomie 1% rocznie. Ceny po 2030 roku zobrazowano na rys. 8.

Ponadto biorąc pod uwagę historię notowań cen zielonych certyfikatów, oraz bieżącą sytuację na ich rynku nie sposób przewidzieć nawet tendencji ich zmian, nie mówiąc o ich konkretnych wartościach. Z kolei w drugim wariantcie określono wskaźniki dla przypadku planowanych zmian prawnych. Oznacza to sprzedaż energii po cenie ustalonej na poziomie 198,9 zł za MWh wraz z wpływami w postaci zielonych certyfikatów ze współczynnikiem korekcyjnym w wysokości 0,9 (wtedy wsparcie równe będzie $286,74 \cdot 0,9 = 258,07$ zł za jedną MWh). Sumaryczny przychód na jedną wyprodukowaną MWh w tym wariantcie dla pierwszych 15 lat wynosić będzie 456,97 zł, natomiast w pozostałych 10 latach cyklu życia inwestycji 198,9 zł.



Rys. 8. Prognoza cen energii elektrycznej na rynku hurtowym dla lat 2030-2040

Dla przedstawionych wyżej sytuacji przeprowadzono obliczenia NPV, oraz wewnętrznej stopy zwrotu, których wyniki przedstawiono poniżej:

$$NPV_1 = 7\,409\,579 \text{ zł},$$

$$IRR_1 = 0,1181\%,$$

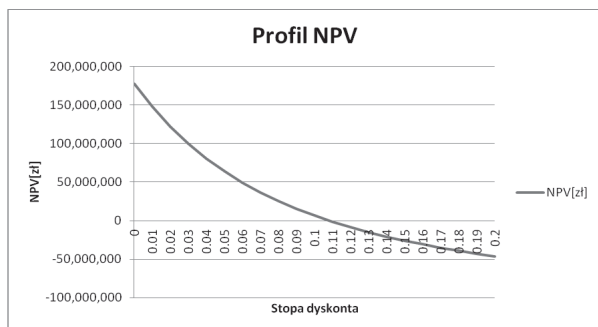
$$NPV_2 = -1\,334\,602 \text{ zł},$$

$$IRR_2 = 0,1082\%.$$

Jak łatwo można zauważyć, pierwsza sytuacja pod względem opłacalności inwestycji jest pozytywna natomiast druga jest negatywna. Biorąc przytoczone wyżej kryteria decyzyjne w pierwszej sytuacji wartość NPV jest większa od zera, natomiast w drugiej jest mniejsza. Porównując wyniki dla dwóch sytuacji widać wyraźnie, że sytuacja pierwsza jest o wiele bardziej korzystna. Z drugiej jednak strony jest ona o wiele mniej prawdopodobna dlatego w dalszej analizie skoncentrowano się na sytuacji numer dwa. Wejście bowiem w życie nowych regulacji prawnych odnoszących się do odnawialnych źródeł energii jest przesądzone. Pytaniem jedynie pozostaje jaki dokładnie kształt będą miały te regulacje. Biorąc z kolei pod uwagę metodę wewnętrznej stopy zwrotu ocena opłacalności inwestycji jest korzystna również tylko dla pierwszej sytuacji. Biorąc pod uwagę kryterium decyzyjne dla tej metody należy stwierdzić, że w pierwszym przypadku inwestycję należy realizować, gdyż wartość wewnętrznej stopy zwrotu, czyli takiej stopy przy której wartość NPV jest równa zero, jest większa aniżeli przyjęta dla inwestycji stopa dyskonta. Z kolei w przypadku sytuacji numer dwa wartość wewnętrznej stopy zwrotu jest mniejsza aniżeli wartość przyjętej do analizy stopy dyskonta. Oznacza to, że według kryterium decyzyjnego metody, inwestycja jest nieopłacalna.

Na wykresie poniżej przedstawiono profil NPV dla drugiej sytuacji. Na osi pionowej znajdują się poszczególne wartości NPV, z kolei na osi poziomej przyporządkowane im wartości kolejnych stóp dyskonta. Miejsce przecięcia osi poziomej z krzywą NPV wskazuje na wartość wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji, jak już zresztą zostało to omówione wcześniej. Miejsce przecięcia osi poziomej ma miejsce dla stopy dyskonta równej około 10,82%. Profil ma nachylenie ujemne co równoznaczne jest z sytuacją dla której wzrost stopy dyskonta powoduje zmniejszanie się war-

tości wskaźnika NPV. Ponadto obserwując przebieg profilu NPV należy stwierdzić, że inwestycja ma charakter typowy. Dla stopy dyskonta równej zero wartość NPV wynosi 177 961 224 złotych.



Rys. 9. Profil NPV dla analizowanej inwestycji

Tak zwany wskaźnik NPVR dla inwestycji wynosi: $NPVR = -0,011121686$.

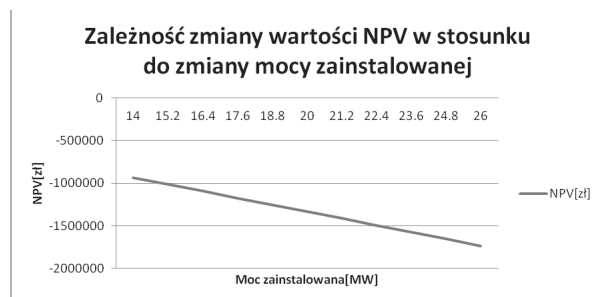
Tym samym otrzymujemy niejako kolejne potwierdzenie, że dana inwestycja jest dla określonych wartości zmiennych inwestycyjnych nieopłacalna. Kryterium decyzyjne bowiem dla tego wskaźnika mówi, że gdy jest on mniejszy niż zero, inwestycja jest nieopłacalna i nie powinno się jej realizować.

ANALIZA WRAŻLIWOŚCI

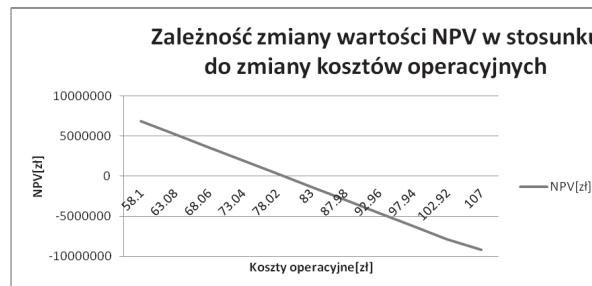
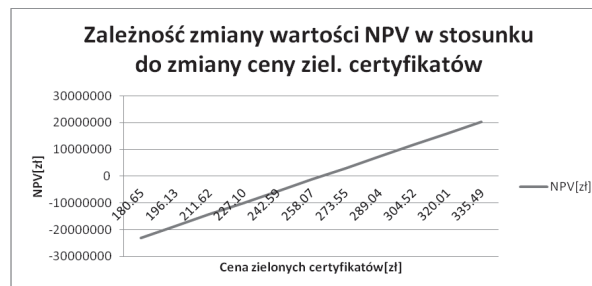
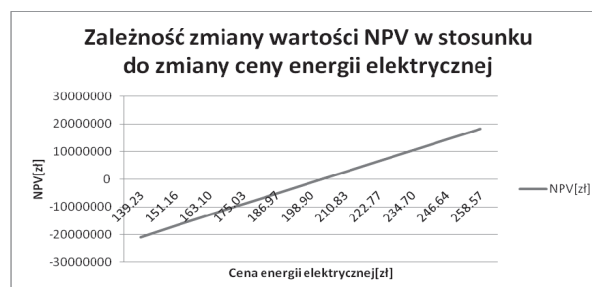
Wśród kilku różnego rodzaju zmiennych inwestycyjnych niezależnych w przypadku analizowanej inwestycji do analizy wrażliwości postanowiono wykorzystać moc zainstalowaną całkowitą farmy wiatrowej, cenę energii elektrycznej, cenę tak zwanych zielonych certyfikatów, czas, w którym nowe inwestycje objęte będą wsparciem w postaci certyfikatów, jak również koszty operacyjne, ilość godzin pracy farmy wiatrowej w odniesieniu do jednego MW mocy zainstalowanej oraz wartość podatku dochodowego.

Na wstępie postanowiono przeanalizować zmianę poszczególnych zmiennych niezależnych w stosunku do zmiany wartości NPV w granicach 70-130% ich wartości bazowych. Tak więc oznacza to, że w przypadku mocy zainstalowanej jest to zakres 14-26 MW. W przypadku ceny energii elektrycznej jest to zakres od ok. 139 do 258,57 zł. Kolejno dla ceny zielonych certyfikatów jest to zakres od 180,65 do 335,49 zł. W odniesieniu do kosztów operacyjnych farmy wiatrowej analiza wrażliwości przeprowadzona została dla zakresu od około 58 do 107 zł. Zmienną czasu wsparcia instalacji w postaci zielonych certyfikatów zbadano w zakresie występowania od 10 do 20 lat. W przypadku liczby godzin pracy instalacji, zbadano tą zmienną w zakresie 1680-3120 godzin. Natomiast wartość podatku dochodowego w analizie zmieniała się od wartości 0,133 do 0,247.

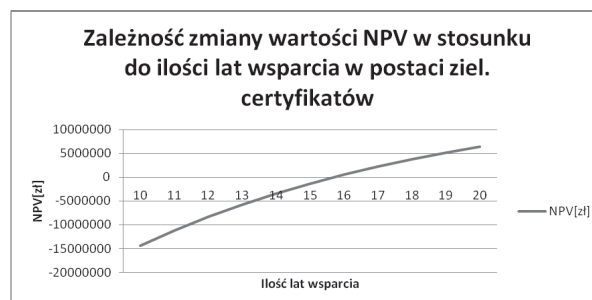
Na poniższych rysunkach przedstawiono wyniki analizy wrażliwości.



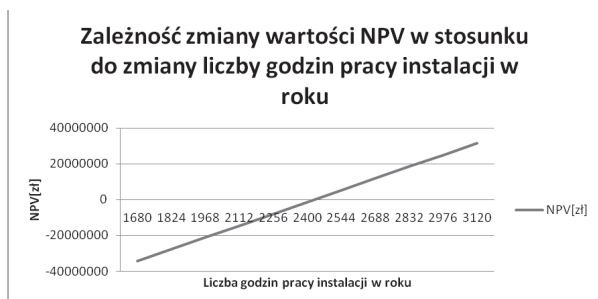
Rys. 10. Zależność zmiany wartości NPV w stosunku do mocy zainstalowanej



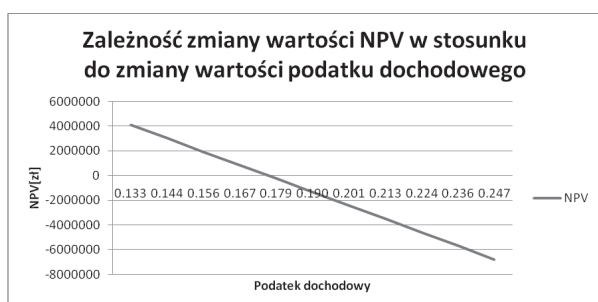
Rys. 11. Zależność zmiany wartości NPV w stosunku do zmian cen energii elektrycznej, zielonych certyfikatów oraz kosztów operacyjnych



Rys. 12. Zależność zmiany wartości NPV od ilości lat wsparcia w postaci zielonych certyfikatów



Rys. 13. Zależność zmiany wartości NPV od liczby godzin pracy instalacji w ciągu roku w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej



Rys. 14. Zależność zmiany wartości NPV od zmiany wartości podatku dochodowego

Analizując uzyskane wyniki łatwo zauważyć, że istnieje liniowa korelacja pomiędzy zmianą wartości NPV a mocą zainstalowaną na farmie wiatrowej. Ze względu na fakt, iż inwestycja jest nieopłacalna, a wartość NPV jest mniejsza niż zero, wraz ze wzrostem mocy zainstalowanej NPV maleje. Jest to więc zależność ujemna pomiędzy tymi zmiennymi. Dla 14 MW mocy zainstalowanej wartość NPV równa jest około -0,9 mln złotych. Z kolei dla 26 MW wartość ta wynosi około -1,7 mln złotych.

Z kolei dokonując analizy kolejnego wykresu widzimy wyraźnie, że istnieje dodatnia korelacja pomiędzy wartością NPV a ewentualnymi zmianami cen energii elektrycznej oraz cen zielonych certyfikatów. Rzecz wygląda inaczej w przypadku zmian kosztów operacyjnych farmy wiatrowej. Dla nich wyraźnie można zauważyć ujemną korelację ze zmianami wartości NPV. Wszystkie te zależności zmieniają się liniowo w stosunku do zmian wartości NPV.

Z punktu widzenia algorytmu matematycznego można zauważyć, że wpływ zmian wartości cen energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów na wartość NPV jest podobny. Dla analizowanego skrajnego negatywnego przypadku wartość NPV jest równa od ok. -20 do -22 mln zł. Bardziej negatywny wpływ na opłacalność inwestycji można tym samym zaobserwować dla spadku cen zielonych certyfikatów. Z kolei dla skrajnie optymistycznego przypadku wartość NPV oscyluje w granicach około 20 mln zł. W przypadku zwiększenia ceny zielonych certyfikatów o 30% jest to dokładnie 20 310 839 zł.

Zmniejszenie jednostkowych kosztów operacyjnych w sposób oczywisty zwiększa opłacalność inwestycji.

W przypadku zmniejszenia ich wartości o 30% NPV dla inwestycji równe jest blisko 7 mln zł. W przypadku wartości jednostkowych kosztów operacyjnych równych 107 zł wartość NPV drastycznie maleje i jest równa około -9 mln zł.

W odniesieniu do kolejnego wykresu należy zauważyć nieliniową, ujemną zależność pomiędzy ilością lat wsparcia inwestycji w postaci zielonych certyfikatów a wartością NPV. Dla skrajnych przypadków w tej sytuacji wartość NPV wynosi odpowiednio ok. -14 mln zł oraz 6 mln zł.

Dla wykresu zależności zmiany wartości NPV w stosunku do zmiany liczby godzin pracy instalacji w roku w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej można zauważyć liniową, dodatnią korelację. Skrajnie negatywna wartość NPV oscyluje w granicach około -34 mln zł. Z kolei dla przypadku wykorzystania mocy zainstalowanej bliskiego 36%, wartość NPV wynosi około 32 mln zł.

Na ostatnim wykresie również można zaobserwować liniową, ujemną korelację pomiędzy zmienną a wartością NPV. Wraz ze wzrostem wartości podatku dochodowego inwestycja staje się jeszcze bardziej nieopłacalna. Dla wartości zmiennej o 30% niższej aniżeli miało to miejsce w sytuacji bazowej, wartość NPV równa jest około 4 mln zł. Z kolei dla wartości o 30% większej wartość NPV wynosi około -6 mln zł.

Kolejnym etapem analizy było zbadanie tak zwanej elastyczności inwestycji. Jest to równoznaczne ze zbadaniem wpływu jednoprocentowej zmiany wyżej wymienionych zmiennych niezależnych na wartość NPV. Dokonano również obliczeń współczynników wrażliwości dla poszczególnych zmiennych inwestycyjnych niezależnych. Jako, że zbadanie elastyczności byłoby utrudnione dla zmiennej w postaci ilości lat wsparcia inwestycji w postaci zielonych certyfikatów, postanowiono zastąpić ten element stopą dyskonta. Poniżej przedstawiono tabelę z wartościami poszczególnych zmiennych niezależnych, dla których przeprowadzono analizę wraz z procentową zmianą wartości NPV. Należy zauważyć, że NPV dla sytuacji bazowej ma wartość relatywnie niewielką. Stąd też nawet niewielkie zmiany niektórych zmiennych niezależnych skutkują znaczącymi zmianami wartości NPV.

Tab. 2. Obliczenie współczynników wrażliwości dla poszczególnych zmiennych

Zmiana wartości zmiennych niezależnych o 1%		Procentowa zmiana NPV	Współczyn. wrażliwości
Zmienna	Wartość		
Moc zainstalowana [MW]	20,2	-1,0%	-1
Stopa dyskonta	0,111	-61,6%	-61,6
Cena en. elek. [zł]	200,89	48,8%	48,8
Cena ziel. certyf. [zł]	260,65	54,1%	54,1
Koszty operacyjne [zł]	83,83	-20,4%	-20,4
Liczba godz. pracy inst. [h]	2424	82,5%	82,5
Podatek dochodowy	0,192	-13,6%	-13,6

Analizując powyższą tabelę można zauważyć, że część zawartych w niej wyników pokrywa się z zamieszczoną wyżej pierwszą częścią analizy wrażliwości. Chodzi to o fakt ujemnej korelacji ze zmianą wartości NPV zmiennej mocy zainstalowanej, stopy dyskonta, kosztów operacyjnych oraz podatku dochodowego. Jak widać, jednoprocetowa zmiana mocy zainstalowanej wpływa na ujemną, również jednoprocetową, zmianę wartości bieżącej netto. Z kolei w grupie zmiennych o korelacji ujemnej największy wpływ na zmianę wartości NPV ma zmiana stopy dyskonta. Wtedy to NPV spada o około 62%. Dla kosztów operacyjnych wartość ta wynosi około 20%.

Natomiast dla zmiennych o dodatniej korelacji, największy wpływ na zmianę wartości NPV ma liczba godzin pracy instalacji w ciągu roku odniesiona do 1 MW mocy zainstalowanej. Jest to również największa korelacja spośród wszystkich badanych zmiennych niezależnych. Zmiana jednoprocetowa tej zmiennej wpływa na zmianę wartości NPV aż o 82,5%, choć w wartościach bezwzględnych jest to jedynie ok. 1,1 mln zł.

Drugi w kolejności największy dodatni wpływ na wartość NPV posiada zmiana ceny zielonych certyfikatów. Natomiast jeżeli chodzi o współczynniki wrażliwości, to ich wartości są analogiczne do przytoczonych zmian procentowych wartości NPV. Największy dodatni współczynnik wrażliwości posiada liczba godzin pracy instalacji w ciągu roku. Z kolei największy ujemny współczynnik wrażliwości występuje dla zmiennej inwestycyjnej niezależnej w postaci stopy dyskonta.

Następnie, w ramach analizy wrażliwości, zwyczajowo według metodyki bada się marginesy bezpieczeństwa dla poszczególnych zmiennych niezależnych. Ze względu na to, że inwestycja jest dla sytuacji bazowej nieopłacalna, nie miałoby to sensu. Biorąc to pod uwagę postanowiono określić marginesy opłacalności. Oznacza to określenie takiej zmiany poszczególnych zmiennych niezależnych, dla której wartość NPV byłaby równa zero. W momencie, gdy zmiana danej zmiennej będzie większa aniżeli oszacowany margines, inwestycja będzie opłacalna, gdyż wartość NPV będzie powyżej zera.

Poszczególne marginesy wyrażono zarówno w wartościach bezwzględnych, jak i względnych. Analizując przedstawione na wstępie rozdziału wykresy zmiany poszczególnych zmiennych niezależnych ze zmianami wartości NPV można zauważyć kilka interesujących faktów. W przypadku stopy dyskonta wartość zmiennej niezależnej, dla której NPV jest równe zero, jest zarazem wewnętrzną stopą zwrotu, której wartość już określono. Z kolei w przypadku zmiennej inwestycyjnej niezależnej w postaci mocy zainstalowanej, prosta zmiany wartości NPV w żadnym miejscu nie przecina osi poziomej. Oznacza to, że dla tej zmiennej nie ma takiego punktu, dla którego wartość NPV byłaby równa zero. Oczywiście, dla mocy zainstalowanej równej zero wartość NPV wynosi również zero, ale ten przypadek jest o tyle nonsensowny, że farma wiatrowa nie

istniałaby, gdyby on wystąpił. Pozostałe zmienne niezależne przecinają poszczególne osie poziome i istnieje dla nich możliwość wyznaczenia ich wartości dla przypadku NPV równego zero.

Tab. 3. Obliczenie marginesów bezpieczeństwa dla poszczególnych zmiennych

Zmienna niezależna	Wartość zmiennej, dla której NPV=0	Margines opłac. bezwzględny	Margines opłac. względny
Stopa dyskonta	0,108	-0,00176	-1,60%
Cena en. elek. [zł]	202,976	4,076	2,00%
Cena ziel. certyf. [zł]	262,843	4,774	1,80%
Koszty operacyjne [zł]	78,924	-4,076	-4,90%
Liczba godz. pracy inst. [h]	2429,092	29,092	1,20%
Podatek dochodowy	0,176	-0,014	-7,40%

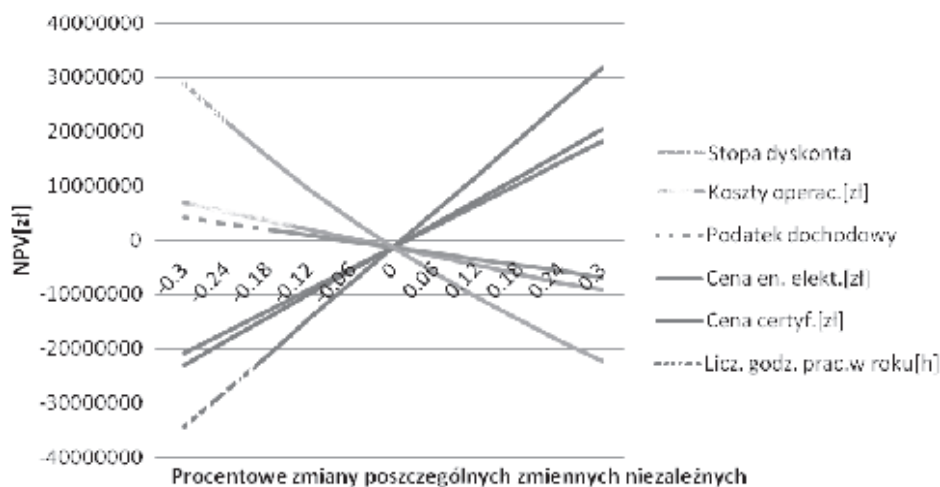
Analiza zamieszczonej wyżej tabeli skutkować może kilkoma bardzo ciekawymi obserwacjami. W odniesieniu do względnych marginesów bezpieczeństwa, w przypadku stopy dyskonta wynosi on -1,6%. Jest to równoznaczne z twierdzeniem, że inwestycja stanie się opłacalna w momencie spadku wartości tej zmiennej o wartość większą aniżeli ten margines. W przypadku zmiany mniejszej aniżeli dany margines, dla zmiennych o korelacji ujemnej inwestycja pozostaje nieopłacalna. Oznacza to, że w przypadku stopy dyskonta jej zmiana o mniej niż 1,6 punktu procentowego oznaczać będzie nieopłacalność inwestycji, biorąc pod uwagę metodkę oceny zaproponowaną dla wartości bieżącej netto. Z kolei w przypadku zmiennych, dla których bezwzględne marginesy bezpieczeństwa określone są ze znakiem dodatnim, oznacza to, że o tyle jeszcze muszą zwiększyć się ich wartości bazowe, żeby miała miejsce opłacalność inwestycji.

Przykładowo, w przypadku ceny energii elektrycznej powinna ona zwiększyć się o około 4,10 zł. W przypadku zmiany mniejszej aniżeli ten margines, inwestycja pozostaje nieopłacalna.

Największy dodatni margines względny został określony dla zmiennej podatek dochodowy. Jest to równoznaczne z sytuacją, gdy powinna być ona zmniejszona nawet o 7,4%, ażeby inwestycja stała się opłacalna. Zmiana o wartość mniejszą tej zmiennej nie zmienia bazowej oceny opłacalności inwestycji. Z kolei największy dodatni względny margines bezpieczeństwa występuje w przypadku zmiennej ceny energii elektrycznej. W przypadku tej zmiennej jej zwiększenie o więcej niż 2% dopiero skutkuje opłacalnością inwestycji. Zwiększenie jej o wartość mniejszą aniżeli ten margines powoduje utrzymanie się stanu nieopłacalności inwestycji.

Możliwym jest przedstawienie na wykresie graficznym analizy wrażliwości dla danej inwestycji. Tego typu wykres przedstawiono na rys. 15.

Graficzne przedstawienie analizy wrażliwości z uwzględnieniem marginesów opłacalności



Rys. 15. Graficzne przedstawienie analizy wrażliwości z uwzględnieniem marginesów bezpieczeństwa

Analizując powyższy wykres należy stwierdzić, że wszystkie wielkości znajdujące się na nim pokrywają się z matematycznym określeniem wartości względnych marginesów bezpieczeństwa. Możemy zauważyć na wykresie to, co zostało już stwierdzone - zmienne niezależne, takie jak stopa dyskonta, koszty operacyjne ale też podatek dochodowy, są ujemnie skorelowane z NPV. Miejsca przecięcia poszczególnych krzywych z osią poziomą wyznaczają względne marginesy opłacalności dla poszczególnych zmiennych niezależnych. Niestety, marginesy opłacalności posiadają nieduże wielkości, a ponadto są bardzo blisko położone w stosunku do siebie. Skutkuje to zmniejszeniem czytelności wykresu graficznego.

Analiza scenariuszy

Zgodnie z sugestiami znajdującymi się w literaturze przedmiotu oraz opinią bardzo wielu specjalistów, w analizie zdecydowano się na trzy zasadnicze scenariusze. Wybrano scenariusz bazowy, optymistyczny oraz pesymistyczny, a następnie dla wszystkich oszacowano wartości bieżące netto. Scenariuszem bazowym jest rzecz jasna sytuacja, dla której została przeprowadzona powyższa ocena opłacalności. Zgodnie z metodyką, na wstępie określono poszczególne wartości zmiennych niezależnych dla scenariusza optymistycznego oraz pesymistycznego. Postanowiono dobór wartości zmiennych dla scenariuszy oprócz na względnych marginesach opłacalności. Oznacza to, że w przypadku scenariusza optymistycznego wartościami zmiennych niezależnych są wartości przyporządkowane do marginesów opłacalności. Z kolei w przypadku scenariusza pesymistycznego wybrano analogiczne przeciwstawne wielkości zmian zmiennych niezależnych. Wartości te zamieszczone zostały w poniższej tabeli. Ponadto w tabeli umieszczono wartości NPV dla wszystkich scenariuszy.

Tab. 4. Analiza scenariuszowa

Zmienna niezależna	Scenariusz optymist.	Scenariusz pesymist.	Scenariusz bazowy
Stopa dyskonta	0,108	0,112	0,11
Cena en. elek.[zł]	202,976	194,824	198,9
Cena ziel. certyf.[zł]	262,844	253,296	258,07
Koszty operacyjne[zł]	78,924	87,076	operacy
Liczba godz. pracy inst.[h]	2429,092	2370,908	2400
Podatek dochodowy	0,176	0,204	0,19
NPV[zł]	6891761	-9104650	-1334602

Jak widać, w przypadku scenariusza bazowego NPV jest mniejsze od zera i inwestycja jest nieopłacalna. Sytuacja wygląda podobnie w przypadku wariantu pesymistycznego. W tej sytuacji wartość NPV wynosi około -9 mln zł. Ponieważ jest ona ujemna, inwestycja jest nieopłacalna. Z kolei dla scenariusza optymistycznego wartość bieżąca netto wynosi blisko 7 mln zł. W takiej sytuacji potencjalna inwestycja związana jest z wysokim ryzykiem związanym z podjęciem nieprawidłowej decyzji odnoszącej się do bezwzględnej oceny opłacalności. Ewentualne osoby podejmujące decyzję inwestycyjną muszą w takim przypadku kierować się subiektywnymi odczuciami na temat rozpoczęcia inwestycji. Należy przypomnieć, że wartość NPV dla wariantu pesymistycznego jest równoważna z największą możliwą wielkością straty jaka może powstać w wyniku przeprowadzenia danej inwestycji. Bardzo istotnym jest więc odpowiedzenie w takiej sytuacji na pytanie, czy przedsiębiorstwo realizujące inwestycje będzie sobie mogło poradzić z tego typu stratą. Jeśli strata nie grozi bankrutem ani nie zagraża przyszłości firmy, a prawdopodobieństwo wystąpienia scenariusza optymistycznego jest wysokie, można rozpocząć realizację inwestycji.

PODSUMOWANIE

W ostatnim okresie bardzo dużym zainteresowaniem cieszy się szeroko pojęta tematyka związana z ochroną środowiska oraz ekologią. Zainteresowanie to od strony praktycznej, w odniesieniu do Unii Europejskiej, przejawia się szeregiem aktów prawnych dotyczących tej tematyki. Najważniejszą regulacją prawną odnoszącą się do ochrony środowiska jest tak zwany Pakiet Klimatyczny, mówiący między innymi o konieczności ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii w ogólnym bilansie produkcji energii oraz o potrzebie zwiększenia efektywności różnego rodzaju procesów energetycznych. Szczególnie istotne wydają się być zapisy dotyczące odnawialnych źródeł energii. Polska jako jeden z członków Wspólnoty Europejskiej musiała zaakceptować oraz przenieść te regulacje do krajowego ustawodawstwa.

Jednym z bardzo ważnych elementów energetyki odnawialnej są instalacje oparte na produkcji energii elektrycznej za pośrednictwem energii wiatru, w tym farmy wiatrowe. Na przestrzeni ostatnich kilku lat można zaobserwować gwałtowny rozwój tej gałęzi instalacji odnawialnych źródeł energii przede wszystkim w takich krajach jak Niemcy, Skandynawia, Chiny oraz w całej Europie, w tym oczywiście w Polsce. Ten dynamiczny rozwój spowodowany jest nie tylko troską o ochronę środowiska naturalnego, ale też dotacjami rządowymi do tego rodzaju instalacji elektroenergetycznych, które wprost wynikają z regulacji prawnych. Dotychczasowe wsparcie, przykładowo w przypadku Polski, polegało na systemie tak zwanych zielonych certyfikatów. Producenci energii elektrycznej za pośrednictwem na przykład farm wiatrowych mogli liczyć na wpływy ze sprzedaży tej energii na rynku, jak również na dodatkowe wpływy w postaci sprzedaży właśnie zielonych certyfikatów.

Obecnie na rynku odnawialnych źródeł energii w Polsce panuje niepewność oraz zastój spowodowany oczekiwaniem na wejście w życie nowych regulacji prawnych dotyczących tego typu instalacji. Co gorsza, na obecnym etapie nie jest jeszcze znany dokładny kształt tych regulacji. Potencjalni inwestorzy muszą opierać się na analizie aktualnie dostępnych projektów ustaw oraz zapowiedzi decydentów ze strony rządowej. Już teraz jednak, po analizie tych danych należy stwierdzić, że system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii będzie mniej interesujący dla potencjalnych inwestorów niż ma to miejsce obecnie.

Biorąc powyższe fakty pod uwagę, w artykule postanowiono dokonać analizy dotyczącej oceny opłacalności farm wiatrowych. W pierwszej części przedstawiono sytuację na rynku odnawialnych źródeł energii oraz dokonano analizy teoretycznej metodyki oceny opłacalności inwestycji w ujęciu ogólnym. Analiza ta wykazała, że najlepszymi narzędziami do tego typu oceny jest metoda Wartości bieżącej netto oraz w trochę mniejszym stopniu metoda Wewnętrznej stopy zwrotu. Następnie w pracy przeanalizowano ocenę

opłacalności na podstawie opisanej metodyki dla przykładowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej na poziomie 20 MW. Do wstępnej analizy wykorzystano współczynniki NPV oraz IRR. Na wstępie analiza przeprowadzona została dla dwóch sytuacji. Pierwsza, hipotetyczna, dotycząca obecnych regulacji dotyczących odnawialnych źródeł energii. Druga zaś dotyczyła mających niedługo wejść w życie regulacji. Pierwsza sytuacja okazała się bardziej korzystna, gdyż w jej przypadku analiza wykazała opłacalność. Natomiast drugi przypadek okazał się nieopłacalny. Wstępna analiza miała na celu niejako porównanie obecnej sytuacji prawnej z przyszłą. Wnioskiem z tej wstępnej analizy opłacalności jest stwierdzenie, że obecne regulacje prawne są znacznie bardziej korzystne dla inwestorów w odnawialne źródła energii aniżeli ma to mieć miejsce w nieodległej przyszłości. Oznacza to, że kształt przyszłych regulacji prawnych powinien zostać raz jeszcze przemyślany tak, aby inwestycje w farmy wiatrowe miały sens ekonomiczny. Na pytanie, jak konkretnie powinny wyglądać te regulacje, odpowiedzi dostarczyć może przeprowadzona w pracy analiza wrażliwości dla badanej inwestycji.

Tego typu analiza stanowi kolejną część artykułu. Istotnym elementem tej analizy było wyznaczenie tak zwanych współczynników wrażliwości dla poszczególnych zmiennych inwestycyjnych niezależnych. Badanie to wykazało, że analizowana inwestycja jest potencjalnie najbardziej wrażliwa na zmiany liczby godzin pracy instalacji w ciągu roku w odniesieniu do 1 MW mocy zainstalowanej. Duży współczynnik wrażliwości uzyskano również dla stopy dyskonta. Należy zauważyć, że zmienna liczby godzin w sposób wyraźny zależy od rodzaju technologii zastosowanej w danej farmie wiatrowej, jak również od obszaru geograficznego, na którym znajduje się tego typu jednostka. Wnioskiem jest tutaj więc stwierdzenie, że bardzo istotnym elementem dla tego typu inwestycji jest ich lokalizacja w jak najbardziej korzystnej strefie energetycznej wiatru. Maksymalizacja tej zmiennej przy minimalizacji zmiennej stopie dyskonta prowadziłaby, dla tego typu inwestycji, do maksymalizacji zysków z jej przeprowadzenia.

Następnie, w ramach analizy wrażliwości, dokonano określenia marginesów opłacalności zmian poszczególnych zmiennych inwestycyjnych niezależnych. Wnioskiem z tego badania było stwierdzenie, że największe zmiany w przypadku zmiany oceny opłacalności inwestycji muszą mieć miejsce w przypadku zmiennych podatek dochodowy oraz koszty operacyjne. Oznacza to, że potencjalni inwestorzy powinni w mniejszym stopniu koncentrować się na zmianach tych wielkości, jeżeli myślą o opłacalności inwestycji. Z kolei najbardziej powinni skupić się na zmianie liczby godzin, jakie dana instalacja może pracować w ciągu roku, bowiem względna zmiana tej zmiennej o relatywnie najmniejszą wartość prowadzić może do opłacalności inwestycji. Jeszcze raz w ten sposób ukazywana jest główna własność farm wiatrowych w postaci ich bardzo dużego uzależnienia od warun-

ków pogodowych. W przypadku analizy współczynników wrażliwości jest to niewątpliwie wada. Według autora pracy można ją po części eliminować poprzez stosowanie magazynów energii. Należy jednak zaznaczyć, że technologie magazynowania nie mają dużego doświadczenia jeżeli chodzi o krajowy rynek, a ponadto tematyka ich dotycząca mogłaby być przedmiotem innego, obszernego opracowania. Oszacowane marginesy opłacalności powinny być podstawą do zmiany planowanych regulacji prawnych odnoszących się między innymi do instalacji wiatrowych. Przykładowo oznacza to, że znajdujący się w nich zapis mówiący o stałej cenie energii elektrycznej produkowanej na farmach wiatrowych na poziomie 198,9 zł powinien zostać zmieniony. Nowe brzmienie tego zapisu powinno mówić o stałej cenie energii elektrycznej produkowanej na farmach wiatrowych będącej przynajmniej na poziomie 203 zł.

Ostatnim elementem oceny opłacalności była analiza scenariuszy. Zarówno scenariusz pesymistyczny, jak i bazowy wykazały brak opłacalności w przypadku analizowanej inwestycji. Według autora wartość współczynnika NPV dla sytuacji bazowej jest relatywnie nieduża. W przypadku realizacji inwestycji przez stabilne przedsiębiorstwo, będące w stanie sobie poradzić z pojawieniem się ewentualnej maksymalnej straty, jaką określono w analizie oraz w przypadku dużego prawdopodobieństwa wystąpienia scenariusza optymistycznego, według metodyki przedmiotu inwestycję można realizować.

LITERATURA CYTOWANA

- Apel 3 X TAK dla wiatru XV, 2012, Forum Energetyki Wiatrowej, Warszawa
- ARP S.A., 2011, *Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030*, wykonane na zamówienie Ministerstwa Gospodarki, Warszawa
- Kubacki Z., 2012, *Diversification of energy sources in Poland Nuclear energy option*, Ministry of Economy, Vienna, Austria
- Nowe współczynniki korekcyjne dla OZE na lata 2013-2017, 2012, <http://gramwzielone.pl/>
- Pesta R., 2009, *Analiza opłacalności budowy farmy wiatrowej o mocy 40 MW*, Rynek Energii, nr 1
- Rogowski W., 2008, *Rachunek efektywności inwestycji*, Oficyna a Wolters Kluwer business, Kraków
- Sztuba W., Horodko K., Ratajczak M., Trzeciak M., Matuszewska E., Palusiński M., Paprzycka K., Prusak M., Sołtysiak D., Leśniewski Ł., 2012, *Energetyka wiatrowa w Polsce, Europie i na świecie*, cz. 1, cire.pl
- Viswanath P.V., *Some Alternative Investment Rules*, <http://webpage.pace.edu/pviswanath/notes/corpf/invrules.html>
- Wiśniewski G., Michałowska-Knap K., Koć S., 2012, *Energetyka wiatrowa – stan aktualny i perspektywy rozwoju w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej (EC BREC IEO), Warszawa
- Woszczyk M., 2013, *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 3 /2013 w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2013.*, <http://www.ure.gov.pl/>, Warszawa
- <http://www.ekologiczne.info.pl/>
- <http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/pl/psew>
- <http://www.polpx.pl/tge>