

Studium wykonalności budowy wybranych magazynów energii na terenie Polski

Martyna Ewa Michałkiewicz¹

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska
e-mail: me.michalkiewicz@gmail.com

Słowa kluczowe: magazynowanie energii, akumulator litowo-jonowy, elektrownia szczytowo-pompowa, kopalnia, studium wykonalności, analiza opłacalności

Streszczenie

Praca zawiera studium wykonalności budowy akumulatora litowo-jonowego, oraz elektrowni szczytowo-pompowej. Omówiono w niej podstawowe informacje dotyczące rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz przedstawiono najważniejsze informacje o magazynowaniu energii. W pracy zostało przeprowadzone pełne studium wykonalności dla obu projektów, zawierające analizę: rynku, ekonomiczną, techniczną i strategiczną. Akumulatory litowo-jonowe miały stabilizować pracę farmy wiatrowej. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej oszacowano zysk związany z budową jej w wyrobiskach likwidowanej kopalni. Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że analizowane inwestycje nie są opłacalne. Elektrownia szczytowo-pompowa ze względu na bieżące koszty eksploatacyjne związane głównie z zakupem energii w dolinach nocnych. Akumulatory, ze względu na zbyt małą ilość energii przekazywaną przez farmy wiatrowe do zasobników oraz koszty inwestycji. Niemniej, inwestycje związane z magazynowaniem energii, ze względu na rosnącą ilość odnawialnych źródeł, powinny być dalej realizowane i dynamicznie wspierane przez instytucje państwowe w celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

¹ Rozdział przygotowano podczas pracy nad projektem dyplomowym magisterskim wykonywanym przez autora w Instytucie Techniki Ciepłej na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej, pod opieką Dra hab. inż. Sebastiana Werle

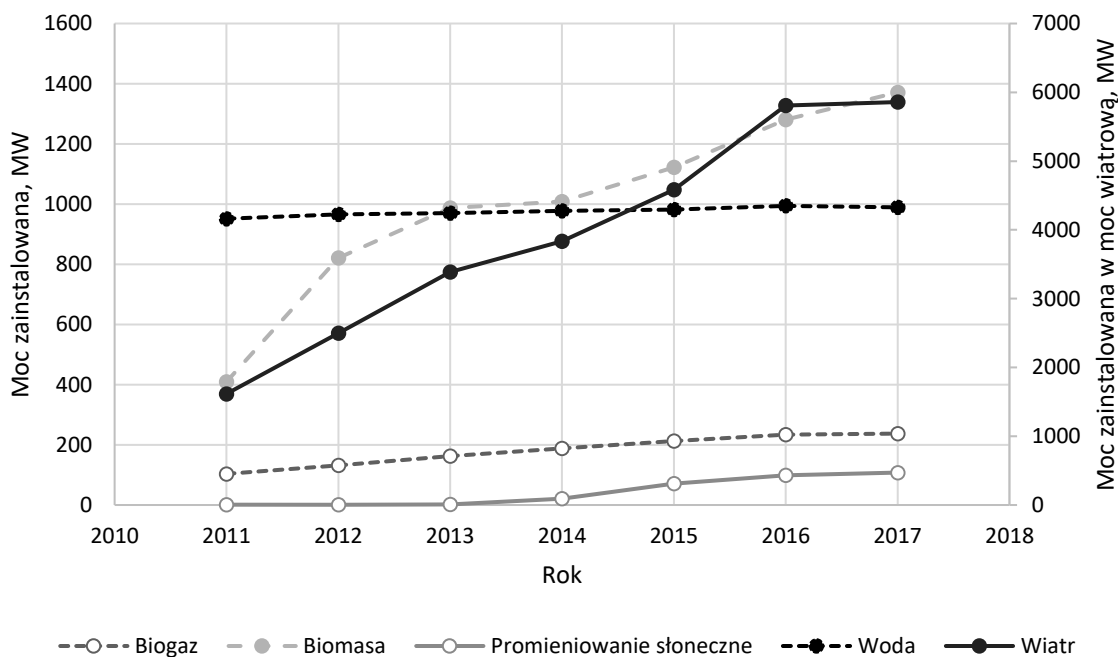
1 Cel i zakres pracy

Celem pracy jest przedstawienie istniejących metod magazynowania energii oraz omówienie wybranych sposobów akumulacji. Sprawdzenie, czy w chwili obecnej akumulatory takie jak ogniwo litowo-jonowe oraz elektrownia szczytowo-pompowa jest opłacalną inwestycją w Polsce. Dodatkowym aspektem pracy było oszacowanie potencjału wybudowania elektrowni szczytowo-pompowej na terenach kopalnianych wykorzystując istniejącą infrastrukturę.

2 Wprowadzenie

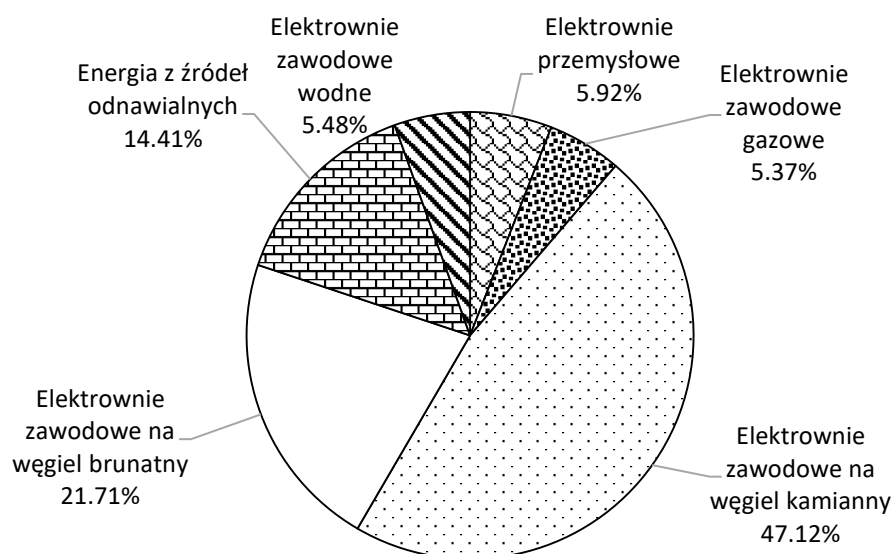
2.1 Odnawialne źródła w Polsce

W związku z wprowadzanymi regulacjami prawnymi związanymi z pakietem klimatyczno-energetycznym w 2007 roku, w europejskich systemach elektroenergetycznych rośnie ilość udziału energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii. W zależności od możliwości każdy kraj Unii inwestował w inne źródła energii odnawialnej. W przypadku Polski, można zaobserwować duży wzrost instalacji wykorzystujących energię wiatrową oraz biomasę (Rysunek 1).



Rysunek 1 Moc zainstalowana w poszczególne źródła odnawialne w Polsce [1]

Zgodnie z zobowiązaniami, Polska powinna do 2020r. osiągnąć 15% energii końcowej dostarczonej do odbiorcy ze źródeł odnawialnych. Choć Polska co roku zwiększa ilość odnawialnych źródeł na rynku, to jednak istnieje ryzyko, że nie uda się zrealizować zaplanowanego celu. Na rok 2016 ilość mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach była bliska 15% (Rysunek 2), jednak energia końcowa, biorąc pod uwagę straty przesyłu, jaka trafiała do odbiorcy to zaledwie 11.3% [2].



Rysunek 2 Struktura mocy osiągalnej w krajowym systemie elektroenergetycznym na rok 2017 [3]

Ze względu na niski potencjał źródeł odnawialnych w Polsce, największy udział w systemie elektroenergetycznym stanowi energetyka wiatrowa (prawie 70%). Gospodarka energetyczna oparta na energii wiatru posiada kilka aspektów które utrudniają jej eksploatację:

- Trudności w prognozowaniu ilości energii, która może zostać wytworzona w długiej perspektywie czasu
- Duża zmienność wytwarzanej energii
- Konieczność wprowadzenia każdej ilości energii wyprodukowanej do systemu kosztem konwencjonalnych źródeł

Aby zabezpieczyć system elektroenergetyczny przed niestabilną pracą źródeł odnawialnych, w systemach energetycznych na całym świecie można zaobserwować inwestycje nakierowane na magazynowanie energii na skalę przemysłową, które mają być rozwiązaniem dla polityki energetycznej odchodzącej od paliw kopalnych i chcących być opartych na źródłach odnawialnych.

2.2 Działania prawne w sprawie magazynowania energii

Prawne działania nakierowane na magazynowanie energii, nie są nowym tematem, ponieważ już w 2009 roku Parlament Europejski uchwalił dyrektywę, w której nakłada obowiązek na kraje członkowskie do podjęcia kroków, mających na celu stworzenie obiektów magazynujących energię gwarantujących bezpieczeństwo wytwarzania energii z odnawialnych źródeł [4]. Jednak praktycznie dopiero od 2015 roku Unia Europejska zajęła się tym tematem, zwracając uwagę, że powinien być to temat priorytetowy ze względu na rosnące zagrożenie niestabilnością systemu elektroenergetycznego. W swoich działaniach skupiono się głównie na magazynowaniu energii metodami elektrochemicznymi takimi jak akumulatory.

Podkreśla się również, że aby sprostać rosnącej ilości źródeł odnawialnych należy:

- Stworzyć systemy magazynowania na zasadzie lokalnych obszarów bilansowania (źródła odnawialne, magazyn energii i konkretna ilość odbiorców) zwłaszcza na terenach wiejskich
- Promowanie systemów fotowoltaicznych w indywidualnych gospodarstwach domowych wraz z przydomowym akumulatorem, który ładowałby się w chwili nieobecności domowników
- Inwestować w akumulację, która mogłaby szybko reagować na znaczne zmiany w wytwarzanej mocy z odnawialnych źródeł energii

W Polsce o magazynowaniu energii mówi się od niedawna, mimo że już w 2015 roku pojawiła się definicja magazynów energii w Ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii, to na definicji się skończyło.

Duży przełom nastąpił na początku 2018 roku, weszła w życie Ustawa o Rynku Mocy. Jest to pierwsza ustawa, która ponad 20 razy wspomina o magazynach energii. Rynek mocy będzie w dużym stopniu promował te źródła, które mogą dostarczyć energię w stabilny i kontrolowany sposób, dlatego wielu ekspertów uważa że, ustawa stwarza wielkie pole do pracy konwencjonalnych źródeł, a odsunięciu „na bok” źródeł odnawialnych. Aby móc wytwarzać energię i wprowadzać ją do sieci to zgodnie z nową ustawą, źródło musi pracować bez szkody dla urządzeń przez minimum 4 godziny.

2.3 Wybrane instalacje magazynujące energię na świecie

Sukcesami w działaniach nakierowanych na magazynowanie energii może pochwalić się grupa energetyczna Enega. Firma ta we wrześniu 2016 roku uruchomiła pierwszy w Polsce magazyn energii składający się z akumulatorów litowo-jonowych w okolicy Pucka. Była to inwestycja, która pochłonęła ponad 5 mln zł, ale zapewniła ona akumulatory o mocy 750kW energii oraz pojemności 1500kWh. Jest to stosunkowo mały akumulator w porównaniu z pierwszą tego typu instalacją umiejscowioną na terenie Niemiec o mocy 5MW, jednak to pierwszy krok w nowym rozwoju polskiej energetyki.

Firma Enega nie poprzestaje na tej jednej inwestycji. W połowie 2017 została ogłoszona nowa inwestycja, na magazyn energii o mocy 6MW i pojemności 27MWh. Będzie to największy tego typu akumulator energii oparty na ogniwach litowo-jonowych w Europie, który będzie stabilizował pracę farm wiatrowych o mocy 24 MW w Bystrej. Głównym zaopatrzeniowcem przy tej inwestycji będzie japońska firma Hitachi.

Nie tylko w Europie można zauważyć rozwój magazynowania energii. W Australii firma Tesla podjęła się budowy największego akumulatora energii opartego o ogniwa litowo-jonowe. Instalacja ta ma mieć 100 MW mocy oraz pojemność 129 MWh. Sensacyjny w tym przypadku jest czas budowy, który od podpisania kontraktu do oddania do użytkowania wyniósł 100 dni. Przyczyną tak krótkiego terminu stały się przerwy w dostawie energii elektrycznej w Australii na początku 2017 roku. Tym samym pobito rekord mocy, który należał przez krótki okres czasu do 80MW instalacji zlokalizowanej na terenie Kalifornii.

Akumulatory energii stały się najszybciej rozwijającą się technologią na świecie, mimo że cena ich nadal jest bardzo wysoka to gwarantują one stabilną pracę z systemami odnawialnych źródeł. Niemniej należy pamiętać, że jest wiele innych sposobów magazynowania energii mniej elastycznych na zmiany np. elektrownie szczytowo-pompowe, które były pierwszymi instalacjami zapewniającymi dodatkową energię w trakcie szczytowego zapotrzebowania na energię i jest to technologia znana już od wielu lat.

2.4 Sposoby magazynowania energii

Rosnąca ilość odnawialnych źródeł energii wymaga od wytwórców szukania rozwiązań pozwalających na bezpieczne wprowadzanie wytwarzanej energii do sieci elektroenergetycznej. Dlatego w ostatnim czasie szybko rozwijającą się dziedziną energii są sposoby akumulacji energii elektrycznej, w celu późniejszego jej wykorzystania.

Systemy magazynujące energię można podzielić na dwa sposoby. Ze względu na czas ich rozładowania oraz ze względu na formę magazynowanej energii.

Jeśli brany pod uwagę jest czas rozładowania akumulatora to podzielony jest on na trzy grupy:

1. Z krótkim czasem rozładowania (ang. short term) który może trwać od kilku sekund do kilku minut. Akumulatory tego typu mają bardzo dużą gęstość energii.
2. O średnim czasie (ang. medium term) od godziny do kilku godzin – w tej grupie jest najwięcej rodzajów magazynów i jest on bardzo rozwijany.
3. Z długim czasem rozładowania (ang. long term), to akumulatory które rozładowują się w czasie od kilku godzin do kilku dni, tygodni a nawet miesięcy.

Jednak ze względu na to, że trudno jest zakwalifikować każdy akumulator do danej grupy częściowo stosowanym podziałem jest podział ze względu na formę magazynowania:

- Mechaniczne – wykorzystujące siły mechaniczne działające na układ np. elektrownie szczytowo-pompowe
- Elektrochemiczne – wykorzystujące właściwości materiałowe i działających na nie zjawiska elektrochemiczne np. akumulatory sodowo-siarkowe
- Elektryczne – wykorzystujące siły pola elektromagnetycznego np. nadprzewodnikowe zasobniki energii
- Chemiczne – wykorzystujące energię zmagazynowaną w formie paliwa np. wodorowe ogniwa paliwowe
- Termiczne – wykorzystujące energię cieplną do zmagazynowania energii np. baseny słoneczne

Wszystkie technologie akumulacji zestawiono w tabeli poniżej (Tabela 1).

Tabela 1 Technologie magazynowania energii [5]

Technologia	Forma magazynu	Czas rozładowania	Etap rozwoju technologii
Elektrownie szczytowo-pompowe	Mechaniczne	1 – 24 h	Sprawdzona, rozpowszechniona
Sprężone powietrze	Mechaniczne	1 – 24 h	Rozwinięta
Koła zamachowe	Mechaniczne	Sekundy – 15 minut	Skomercjalizowana
Akumulatory kwasowo-ołowiowe	Elektrochemiczne	Sekundy do kilku godzin	Skomercjalizowana
Akumulatory sodowo-siarkowe	Elektrochemiczne	Sekundy do kilku godzin	Skomercjalizowana
Akumulatory litowo-jonowe	Elektrochemiczne	Sekundy do kilku godzin	Wersje demonstracyjne
Akumulatory przepływowe	Elektrochemiczne	Sekundy do kilku godzin	Wersje demonstracyjne

Super kondensatory	Elektryczne	Sekundy do godziny	Rozwinięta
Nadprzewodnikowe zasobniki energii	Elektryczne	Kilka sekund	Wersje demonstracyjne
Wodorowe ogniwa paliwowe	Chemiczne	Sekundy do 24 h	Rozpowszechnione
Syntetyczny gaz ziemny (SNG)	Chemiczne	Godzina do 24 h	Rozpowszechnione
Baseny słoneczne	Termiczne	Minuty do kilku godzin	Rozpowszechnione

2.5 Dobór akumulatora energii

O wysokiej efektywności działania akumulatora energii decyduje szereg czynników. Jednym z ważniejszych kryteriów jest funkcja jaką mają spełniać w systemie elektroenergetycznym. Cały system elektroenergetyczny można podzielić na 4 etapy [6][7]:

- Wytwarzanie, czyli etap, w którym energia elektryczna jest produkowana. Na tym etapie celem magazynu energii jest gwarancja wytwarzania, przesunięcie produkcji w czasie oraz wygładzenie krzywej mocy.
- Przesył czyli transport energii elektrycznej sieciami przesyłowymi w celu ich dostarczenia do sieci dystrybucyjnych. Na tym etapie do celów magazynu energii należy kontrola i stabilność częstotliwości, kontrola napięcia oraz minimalizacja strat przesyłowych.
- Dystrybucja, czyli kierowanie energii sieciami przesyłowymi do odbiorcy. W tym przypadku do najważniejszych celów magazynu jest regulacja mocy biernej oraz minimalizacja strat.
- Odbiór, czyli w uproszczeniu miejsce, gdzie energia elektryczna jest zużywana. Magazyn energii umieszczony na tym etapie ma przede wszystkim poprawić jakość dostarczanej energii, optymalizować proces poboru mocy i ograniczyć zużywaną moc szczytową poprzez np. ładowanie w nocy i zużywanie w czasie największego zapotrzebowania.

Najłatwiej jest zrealizować inwestycje magazynowania na początku procesu wytwarzania energii oraz na końcu i takie inwestycje są najbardziej promowane, natomiast magazyny energii znajdujące się w przesyśle i dystrybucji to technologie, które jeszcze nie są powszechnie dostępne.

Jeżeli już zostanie określone miejsce magazynu energii w systemie elektroenergetycznym należy zwrócić uwagę na pozostałe czynniki. Pomocny w tym momencie okazuje się raport wydany przez Międzynarodową Agencję Odnawialnych Źródeł [8]. Cały raport skupia się głównie na rozwiązaniach elektrochemicznych, jednak zaproponowane kryteria doboru można uogólnić i implikować do wszystkich rodzajów magazynów, co przedstawiono poniżej.

Podczas całego cyklu projektowania magazynu energii powinno się mieć na uwadze poniższe czynniki:

- Miejsce w systemie elektroenergetycznym
- Ilość dostępnego miejsca: im mniej miejsca tym gęstość energii w magazynie musi być większa
- Ilość odbiorców: decyduje o mocy jaką powinien osiągać magazyn

- Pojemność: decyduje o czasie rozładowania magazynu
- Sprawność konwersji energii
- Przewidywany czas pracy magazynu w latach i cyklach pracy
- Szybkość ładowania i rozładowania: jeżeli wymagana jest szybka reakcja na zmiany obciążenia, to magazyn musi charakteryzować się dużą gęstością mocy
- Czas przerwy między poszczególnymi cyklami pracy
- Wymagania sieci do podłączenia magazynu
- Infrastruktura wymagana do budowy magazynu
- Dostępność i koszt jednostki magazynującej energię: podawany np. w zł/kW lub zł/kWh
- Dostępność i koszt komponentów pomocniczych
- Koszty eksploatacyjne
- Bezpieczeństwo
- Wpływ na środowisko
- Doświadczenie i opinia głównego wykonawcy
- Gwarancja producenta i gwarancja wykonania

Przejdźcie przez te wszystkie punkty pozwoli na zaprojektowanie magazynu, który będzie charakteryzował się wysoką efektywnością i będzie w pełni spełniał swoje zadanie.

3 Analiza rynku

Polski system elektroenergetyczny w najbliższym czasie zmierzy się z dwoma bardzo dużymi wyzwaniami energetycznymi. Pierwszy ma związek z rosnącą ilością odnawialnych źródeł w systemie co będzie wiązało się z często gwałtownymi zmianami obciążenia mocy oraz braki mocy w systemie, które są zauważalne od 2016r. kiedy Polska zmieniła status kraju eksportującego energię elektryczną na importera energii elektrycznej [9].

Z powyższych powodów w pracy zostanie przeprowadzona analiza wykonalności budowy elektrowni szczytowo-pompowej – mająca zwiększyć ilość energii potrzebnej w szczycie zapotrzebowania, oraz magazynu opartego na akumulatorach litowo-jonowych, który pozwoli na stabilizację pracy farm wiatrowych.

3.1 Elektrownie szczytowo-pompowe

Elektrownie szczytowo-pompowe to magazyny energii zakwalifikowane jako mechaniczne. Ten obiekt energetyczny wykorzystuje energię potencjalną spadku wody do wytworzenia energii elektrycznej. Tego typu obiekty budowane są na świecie już od 1890r. W chwili obecnej łącznie na całym świecie w tego typu źródłach zainstalowane jest prawie 127 GW w prawie 300 obiektach, z czego 20GW zainstalowane jest w Europie [10].

Praca elektrowni szczytowo-pompowej opiera się na pracy w dwóch trybach:

- Turbinowym – energia potencjalna zamieniana jest na energię elektryczną i wysyłana do sieci.
- Pompowym – pobierana jest energia elektryczna, aby przetransportować wodę do górnego zbiornika.

W Polsce jest 6 elektrowni tego typu (Tabela 2), o łącznej mocy zainstalowanej 1,8 GW. Wszystkie te obiekty działają już minimum 20 lat i większość jest już po gruntownych modernizacjach. W najbliższych latach nie planuje się nowej inwestycji w te elektrownie.

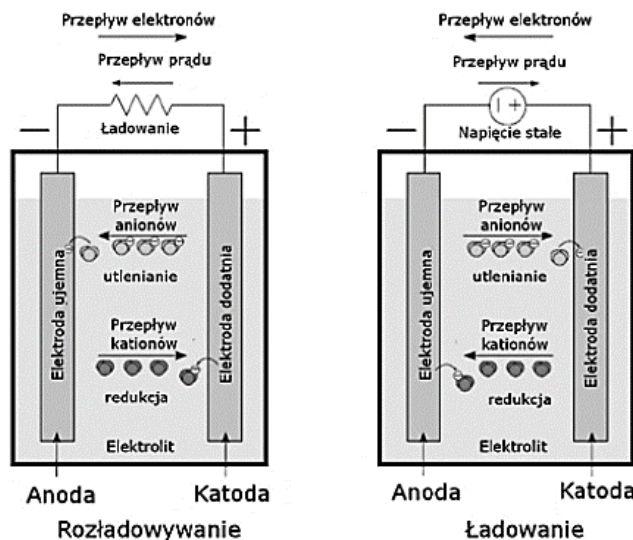
Tabela 2 Elektrownie szczytowo-pompowe zlokalizowane w Polsce [11]

Elektrownia	Moc, MW	Wysokość spadku, m	Pojemność zbiornika	Rok uruchomienia
Żarnowiec	716	125	13,8 mln m ³	1983
Porąbka-Żar	540	450	2 mln m ³	1979
Solina-Myczkowice	200	60	500 mln m ³	1968
Żydowo	167	80	3 mln m ³	1971
Zespół Niedzica	95	40	171 tys. m ³	1997
Dychów	90	18	4 mln m ³	1936

3.2 Akumulatory litowo-jonowe

Akumulatory litowo-jonowe to technologia nowa na rynku, wykorzystująca zjawiska elektrochemiczne do zmagazynowania energii elektrycznej. Akumulatory te charakteryzują się wysoką sprawnością w porównaniu z innymi rozwiązaniami i są coraz częściej stosowane w przemysłowych rozwiązaniach.

Katoda akumulatora litowo-jonowego składa się z litowego tlenku metalu, anoda jest warstwowym grafitem. Całość wypełnia elektrolit z soli litu rozpuszczalnych w organicznych węglanach. Podczas ładowania cząstki litu w katodzie stają się jonami i przemieszczają się przez elektrolit w stronę anody, gdzie łączą się z wewnętrznymi elektronami i gromadzą między warstwami węgla w postaci litu (Rysunek 3).



Rysunek 3 Proces ładowania i rozładowania akumulatora elektrochemicznego [12]

W Polsce akumulatory litowo-jonowe na dużą skalę nie są jeszcze rozpowszechnione. Jak wspomniano wcześniej, istnieje jedna instalacja w Pucku, oraz planowany jest akumulator w Bystrej w okolicy Gdańska, w podobny sposób pracować ma akumulator planowany na górze

Żar, jednak on współpracować będzie z instalacją fotowoltaiczną (Tabela 3). Wszystkie instalacje pracować będą w integracji z farmami wiatrowymi, aby zapewnić bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych.

Tabela 3 Lokalizacje akumulatorów litowo-jonowych w Polsce

Lokalizacja	Moc	Pojemność	Rok uruchomienia
Puck	750 kW	1500 kWh	2016
Bystra	6 MW	27 MWh	2019
Żar	500 kW	750 kWh	2021

3.3 Umiejscowienie magazynów

Lokalizacja magazynu energii musi w pierwszej kolejności zaspokajać potrzeby odbiorców, ale jednocześnie spełniać prawo budowlane oraz środowiskowe. W przypadku akumulatora litowo-jonowego zdecydowano się na zlokalizowanie go w miejscu, gdzie istnieje już farma wiatrowa, dodatkowo będzie ona posiadać na tyle dużą moc, aby zmiany produkcji energii z tej jednostki były znaczące, żeby praca magazynu była zasadna.

Po analizie warunków do rozwoju farm wiatrowych w Polsce oraz na aktualnie wybudowane farmy wiatrowe zdecydowano o umiejscowieniu magazynu litowo-jonowego na terenie farmy wiatrowej w okolicy miejscowości Karnice, Skrobotowo i Goćławice w województwie zachodniopomorskim (Rysunek 4).



Rysunek 4 Lokalizacja akumulatora litowo-jonowego wraz z obszarem działania turbin wiatrowych [13]

W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej w pierwszej kolejności były brane pod uwagę kryteria:

- Lokalizacja posiadająca możliwy do realizacji proces grawitacyjny
- Otoczenie posiada wystarczającą ilość odbiorców

- Wybrane miejsce nie może znajdować się na terenach objętych ochroną przyrody
- Lokalizacja musi posiadać miejsce na wybudowanie 2 zbiorników o dużych pojemnościach
- Zbiornik wodny, który miałby być wykorzystany do procesu produkcji energii nie może być zbiornikiem wody pitnej

W świetle powyższych kryteriów oraz z powodu trudności z dobraniem lokalizacji na powierzchni, zdecydowano o realizacji elektrowni szczytowo-pompowej w likwidowanej kopalni zlokalizowanej na terenie Aglomeracji Śląskiej (Rysunek 5).



Rysunek 5 Lokalizacje likwidowanych kopalni na terenie Aglomeracji Śląskiej

Na terenie aglomeracji znajduje się już duża ilość obiektów energetycznych (Tabela 4), które zaspokajają potrzeby odbiorców indywidualnych i przemysłowych. Jednak ze względu na postępujące zmiany prawne dotyczące energetyki węglowej elektrownia szczytowo-pompowa będzie mogła w naturalny sposób zastępować wyłączane powoli źródła węglowe.

Tabela 4 Elektrownie i elektrociepłownie działające na terenie Aglomeracji Śląskiej

Lokalizacja	Typ	Paliwo	Moc, MW _e
Będzin	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	78
Chorzów	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	204
Dąbrowa Górnicza	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	150
Rybnik	Elektrownia	Węgiel kamienny	1 800
Jaworzno III	Elektrownia	Węgiel kamienny	1 345
Jaworzno (w budowie)	Elektrownia	Węgiel kamienny	910
Katowice	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny/gaz	135
Łagisza	Elektrownia	Węgiel kamienny	840
Łaziska	Elektrownia	Węgiel kamienny	1 155

Michowice	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	375
Szopienice	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	3
Tychy	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	65
Zabrze	Elektrociepłownia	Węgiel kamienny	98

3.4 Określenie parametrów pracy magazynów

Zgodnie z aktualną Ustawą o Rynku mocy, aby źródło energii mogło oddawać energię do sieci, źródło musi mieć zdolność do pracy minimum 4 godziny przy pełnym obciążeniu bez ryzyka uszkodzenia.

W pierwszej kolejności rozpatrzony zostanie magazyn litowo-jonowy. Magazyn będzie miał za zadanie stabilizować pracę zespołu farm wiatrowych. Zespół farm przedstawiony w punkcie 3.3 posiada 13 turbin wiatrowych (Tabela 5) zatem ich łączna moc to 29,9MW.

Tabela 5 Parametry pracy turbiny wiatrowej Siemens SWT 2.3-101 [14]

Parametr	Wartość	Jednostka
Wysokość	101,0	m
Ilość łopatek	3,0	-
Moc nominalna	2,3	MW
Nominalna prędkość wiatru	12,0	m/s
Min. prędkość wiatru	4,0	m/s
Max. prędkość wiatru	25,0	m/s

Magazyn będzie miał za zadanie zakumulować 120% energii możliwej do wyprodukowania przez farmy wiatrowe, co daje 36MWh. Dyspozycyjność określono na 95% w roku. Pracę takiej instalacji szacuje się na 20 lat.

Po określeniu pojemności magazynu, należy również określić maksymalną moc z jaką ma on działać. Zasugerowano się w tym wypadku instalacją w Pucku, gdzie moc magazynu określona jest poprzez podzielenie pojemności przez czas działania. Czyli magazyn pracować będzie z mocą 9MW. W analizowanym przypadku czas pracy określono na 4 godziny – ze względu na założenia Rynku Mocy. Dodatkowo należy pamiętać, że w instalacjach tego typu dochodzi do samorozładowania, na podstawie literatury [5] przyjęto samorozładowanie na poziomie 1% w ciągu roku. Z takimi parametrami pracy będzie stanowił jeden z największych akumulatorów litowo-jonowych w Europie.

Parametry pracy elektrowni szczytowo-pompowej, które należy określić, zależą od możliwości obszaru, na którym ma zostać ona wybudowana. Dolny zbiornik elektrowni stanowić będzie najniższy poziom wydobywczy w kopalni. Przy obliczaniu jego objętości należy pamiętać, że przekop nie jest prostą figurą geometryczną, dlatego trzeba go odpowiednio skorygować. Do skorygowania wykorzystywany jest współczynnik korygujący, który informuje jak bardzo pole przekroju jest zbliżone do pola prostokąta. Każdy przekop ma oddzielnie zdefiniowany ten współczynnik w granicach 0,8-0,95. Górny zbiornik będzie stanowić instalacja dobudowana na powierzchni, a szyb stanowić będzie połączenie obu zbiorników.

Dane zawarte na temat kopalni (Tabela 6) pochodzą z rozmów z pracownikami jednej z likwidowanej kopalni na terenie Aglomeracji Śląskiej.

Na podstawie informacji dotyczących najgłębszego poziomu wydobycia w tej kopalni można określić maksymalną objętość wody, która może zostać przechowana w dolnym zbiorniku.

Tabela 6 Informacje na temat podziemnych wyrobisk

Parametr	Wartość	Jednostka
Poziom wydobyczy	720,0	m
Wysokość obudowy	3,5	m
Szerokość obudowy	5,5	m
Długość	12,2	km
Współczynnik korygujący	0,8	-

Energia uzyskiwana z pracy takiego obiektu zależy od ilości wody możliwej do wykorzystania, spadku między dwoma zbiornikami oraz sprawności turbiny. Energię tą określono na podstawie wzoru (1), a obliczone parametry pracy elektrowni zestawiono poniżej (Tabela 7)

$$E = mgh\eta \quad (1)$$

E - Energia wytwarzana w elektrowni W , m - masa wody kg; g - siła grawitacyjna, m/s^2 ; h - spadek wody, m; η - sprawność turbiny

Jeżeli chodzi o parametry pracy w trybie pompowym, zostały one oszacowane na podstawie informacji dotyczących pracy elektrowni Żarnowiec, gdzie na każdy 1MW w trybie turbinowym przypada 1,11MW w trybie pompowym. Natomiast czas pracy w trybie pompowym jest przeważnie większy o ok. 1,5h od trybu turbinowego.

Tabela 7 Parametry pracy elektrowni szczytowo-pompowej zlokalizowanej w kopalni [opracowanie własne]

Parametr	Wartość	Jednostka
Objętość zbiornika dolnego	187 880,00	m ³
Sprawność turbiny	90,0	%
Roczny spadek sprawności urządzeń	0,30	%
Energia uzyskana w jednym cyklu	1088,81	MWh
Moc wyprodukowana	217,76	MW
Czas pracy w trybie turbinowym	5,00	h
Czas pracy w trybie pompowym	6,50	h
Moc potrzebna na zasilenie pompy	243,31	MW
Głębokość zbiornika górnego	25,00	m
Długość zbiornika górnego	110,00	m
Szerokość zbiornika górnego	85	m
Strata czynnika (roczna)	5	%
Dyspozycyjność (roczna)	90	%
Okres eksploatacji	35	lata

4 Analiza techniczna

4.1 Oszacowanie inflacji

Na potrzeby analizy, inflacja została określona na podstawie przyjmowanych inflacji w ostatnich 10 latach (Tabela 8) jako średnią arytmetyczną. Przyjęta wartość inflacji to 2,02%.

Tabela 8 Inflacja przyjęta w danym roku rozliczeniowym w ciągu ostatnich 10 lat [15]

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
2,50%	4,20%	3,50%	2,60%	4,30%	3,70%	0,90%	0,00%	-0,90%	-0,60%	2,00%

4.2 Oszacowanie kursów walut

Przyjęto średnią cenę walut z ostatnich 10 lat, a wyniki zestawiono w (Tabela 9)

Tabela 9 Średni kurs walut w poszczególnych latach [16]

Rok	Dolar amerykański	Dolar australijski	Funt	Euro
2007	2,769 zł	2,316 zł	5,537 zł	3,784 zł
2008	2,406 zł	2,406 zł	4,415 zł	3,513 zł
2009	3,119 zł	2,446 zł	4,860 zł	4,329 zł
2010	3,018 zł	2,772 zł	4,659 zł	3,994 zł
2011	2,964 zł	3,055 zł	4,747 zł	4,120 zł
2012	3,258 zł	3,373 zł	5,160 zł	4,185 zł
2013	3,162 zł	3,162 zł	4,943 zł	4,198 zł
2014	3,154 zł	2,844 zł	5,192 zł	4,184 zł
2015	3,773 zł	2,835 zł	5,767 zł	4,184 zł
2016	3,944 zł	2,934 zł	5,340 zł	4,364 zł
2017	3,778 zł	2,895 zł	4,859 zł	4,258 zł
Średnia:	3,213 zł	2,820 zł	4,751 zł	4,101 zł

4.3 Oszacowanie cen energii elektrycznej

Oszacowanie ceny energii elektrycznej jest jednym z najważniejszych elementów tego studium, ponieważ od tej ceny będzie zależał zysk przedsiębiorstwa a tym samym jego opłacalność. Niestety na cenę energii elektrycznej składa się wiele czynników, których nie da się przewidzieć z dużym wyprzedzeniem m.in. decyzje polityczne, ceny na światowych rynkach, ilość odbiorców, warunki pogodowe itd.

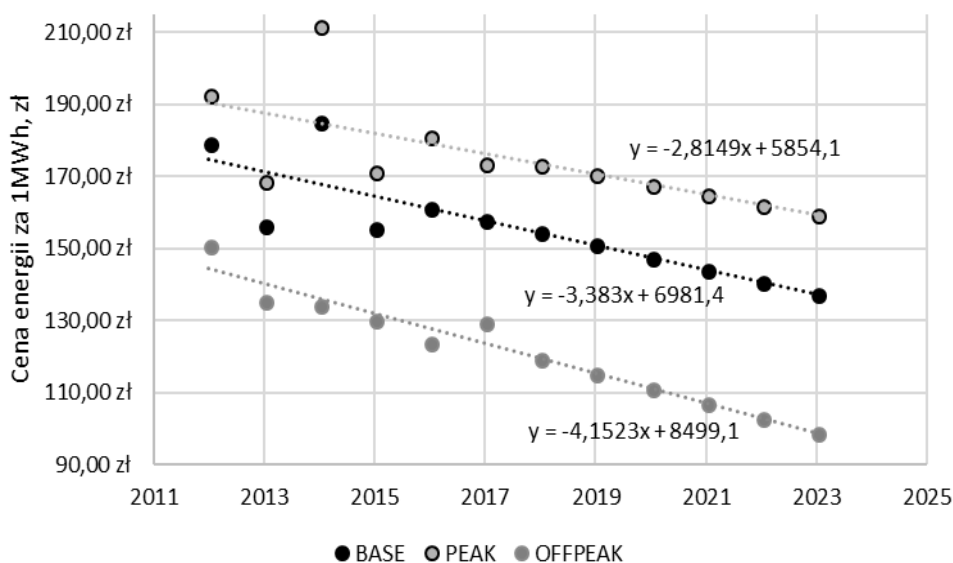
Szacowaną cenę energii elektrycznej określono w trzech etapach:

- Uśredniono ceny energii elektrycznej dla lat 2012-2017 dla trybu podstawowego (BASE), szczytowego (PEAK) oraz podszczytowego (OFFPEAK) (Tabela 10)

Tabela 10 Uśrednione ceny energii elektrycznej za okres 2012-2017 [17]

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
PEAK	193,08 zł	168,93 zł	211,84 zł	171,54 zł	181,46 zł	173,91 zł
BASE	179,49 zł	156,58 zł	185,34 zł	155,99 zł	161,43 zł	158,21 zł
OFFPEAK	150,92 zł	135,84 zł	134,57 zł	130,32 zł	124,15 zł	129,77 zł

- Przeprowadzono linię trendu dla wszystkich trybów i oszacowano ceny energii elektrycznej do roku 2023 – zgodnie z przyjętymi trendami ceny energii będą spadać (Rysunek 6). Spadek cen jest spowodowany coraz większą ilością energii która pochodzi z źródeł odnawialnych i raczej ten trend będzie się utrzymywał.



Rysunek 6 Prognozy cen energii elektrycznej na lata 2018-2023 [opracowanie własne]

- Uśredniono wyniki ceny energii dla trzech trybów i te ceny przyjęto jako oszacowanie ceny energii do dalszej analizy (Tabela 11)

Tabela 11 Oszacowane ceny energii elektrycznej [opracowanie własne]

OFFPEAK	BASE	PEAK
121,80 zł	156,10 zł	175,08 zł

4.4 Oszacowanie kosztów inwestycji

Koszty budowy zostały oszacowane na podstawie istniejących już obiektów tego typu. W przypadku akumulatorów litowo-jonowych oparto się na kosztach budowy w Pucku, Jameotown oraz planowanej budowie na górze Żar (Tabela 12). Jak można zauważyć z jednostkowych kosztów budowy, cena za 1MWh spada wraz z wielkością instalacji. Z informacji zawartych w literaturze [5] wiadomo że, koszt budowy waha się między 300-1300\$/kWh.

Tabela 12 Koszty budowy akumulatorów litowo-jonowych [18][19][20]

Lokalizacja	Moc, kW	Pojemność, kWh	Całkowity koszt budowy, zł	Koszt budowy za 1MWh, zł
Jameotown, Australia	100 000	129 000	103 940 550,00	805 740,00
Puck, Polska	750	1 500	8 200 000,00	5 466 666,67
Góra Żar, Polska	500	750	6 900 000,00	9 200 000,00

Biorąc pod uwagę malejący koszt budowy wraz z mocą instalacji, przyjęto jednostkowy koszt budowy ogniwa jako 300 000\$/MWh. Na podstawie wszystkich powyższych informacji oszacowano koszt budowy akumulatora litowo-jonowego o pojemności 36MWh na łączną kwotę **34 700 400,00 zł**.

Koszt budowy elektrowni szczytowo-pompowej oszacowano w podobny sposób jednak należy brać pod uwagę, że w przypadku budowy na terenie kopalni, niektóre koszty nie będą brane pod uwagę, ze względu na częściowo posiadaną infrastrukturę. Szacowane składowe kosztów budowy elektrowni szczytowo-pompowej o mocy 9000 MW na podstawie literatury przedstawia Tabela 13.

Koszty budowy zostały pomniejszone proporcjonalnie do mocy planowanej 218 MW. Dodatkowo, aby szacowanie było jak najbardziej dokładne zastosowano przeliczenie nakładów inwestycyjnych według wskaźnika EPCCI. (European Power Capital Cost Index) na rok 2017 (Równanie 2). Wskaźnik ten ma pomóc oszacować koszty inwestycji biorąc pod uwagę zmieniający się rynek.

$$I_t = I_{ref} \frac{EPCCI_{t-1}}{EPCCI_{ref}} \quad (2)$$

I_t - koszt inwestycji na rok budowy, I_{ref} - koszt budowy na rok referencyjny, $EPCCI_{t-1}$ - wartość wskaźnika na rok poprzedzający budowę, $EPCCI_{ref}$ - wartość wskaźnika na rok referencyjny
Cała elektrownia ma stanąć w miejscu kopalni, to z kosztów budowy można usunąć koszty związane z infrastrukturą drogową oraz drążeniem tuneli pod zbiorniki, jednak należy dodać do tej kwoty koszt budowy samego zbiornika górnego oraz prace przygotowawcze związane z zalaniem kopalni. Koszt budowy zbiornika górnego przy danych:

- Ilość potrzebnego betonu do budowy ok. 30 000 m³
- Koszt zakupu 1m³ wraz z uzbrojeniem ok. 300 zł.

oszacowano na ok 93 mln. zł, co jest zbliżone do kwoty budowy tego elementu z udostępnionych materiałów od Energoprojekt-Katowice.

Tabela 13 Oszacowanie kosztów budowy elektrowni szczytowo-pompowej [21]

Składowa kosztów		Budowa 9 GW na rok 2009, \$	Udział, %	Koszty budowy 218 MW na rok 2017, zł
1	Infrastruktura drogową	60 000 000,00	1,08	3 791 340,00
2	Drążenie tuneli	3 295 500 000,00	59,12	208 239 349,50
3	Podpięcie do sieci	201 013 774,00	3,61	12 701 859,37
4	Orurowanie podziemne	498 257 125,00	8,94	31 484 369,47
5	Orurowanie na powierzchni	494 700 428,00	8,87	31 259 625,34
6	Rozdzielnia	104 700 000,00	1,88	6 615 888,30

7	Generator	68 529 300,00	1,23	4 330 297,94
8	Turbina	73 105 220,00	1,31	4 619 445,75
9	Pompy	66 051 920,00	1,18	4 173 754,77
10	Transformator	29 305 340,00	0,53	1 851 775,13
11	Pozostałe koszty	200 000 000,00	3,59	12 637 800,00
12	Projekt	483 019 933,00	8,67	30 521 546,55
Łącznie:		5 574 183 040,00	100,00	352 227 052,11
Koszty nieprzewidziane (30%):				105 668 115,63
Łącznie:				457 895 167,75
Koszt obniżony o pozycje 1 i 2:				245 864 478,25
Górnictwo prace przygotowawcze:				45 789 516,77
Budowa zbiornika górnego:				93 675 000,00
Łącznie:				431 118 511,81

5 Analiza ekonomiczna

5.1 Sposób finansowania inwestycji

Obie inwestycje będą pokryte w największym stopniu przez kredyt inwestycyjny oraz środki własne, dla obu inwestycji w stosunku 25% kapitału własnego, 75% środki z kapitału obcego. Ze względu na dużą moc wytwarzaną przez obie jednostki, żadna inwestycja nie kwalifikuje się na aktualnie wspierane przez budżet państwa programy dofinansowania, dlatego kapitał własny w całości będzie stanowił kredyt inwestycyjny.

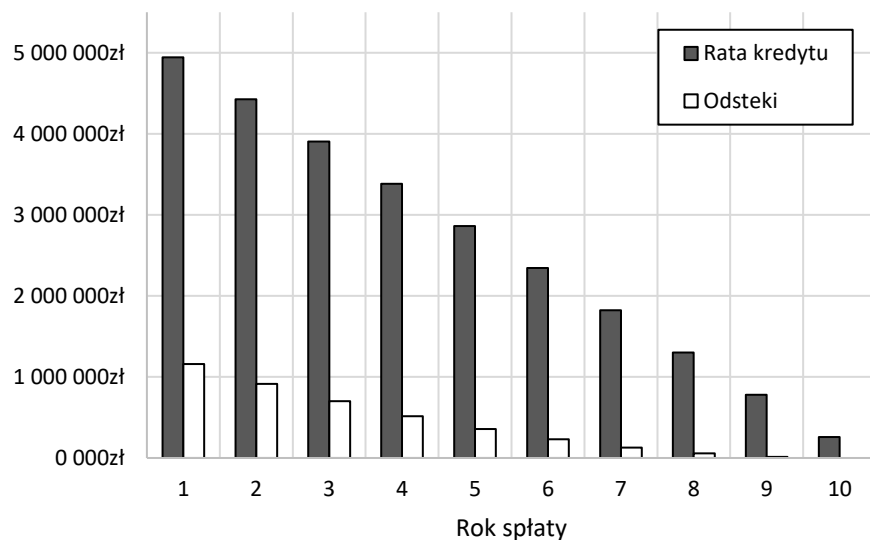
Ze względu na długi okres spłaty, kredyt musi być wzięty w zmiennym oprocentowaniu, aktualizowanym co 3 miesiące. Do analizy w ramach uproszczenia zostanie przyjęty wskaźnik WIBOR3M w wysokości 2,5%, co jest zgodne z jego tendencją przez ostatnie 5 lat. Dodatkowo marża banku została określona na poziomie 3% w skali roku. Łącznie oprocentowanie kredytu dla obu inwestycji wyniesie 5,5%.

Aby zminimalizować koszty związane z kredytem, zdecydowano o stworzeniu planu ratalnego zakładający raty malejące w trakcie całego okresu spłaty. Oszczędności z tym związane przedstawia Tabela 14, natomiast plan spłaty przy malejących ratach prezentują: Rysunek 7 oraz Rysunek 8.

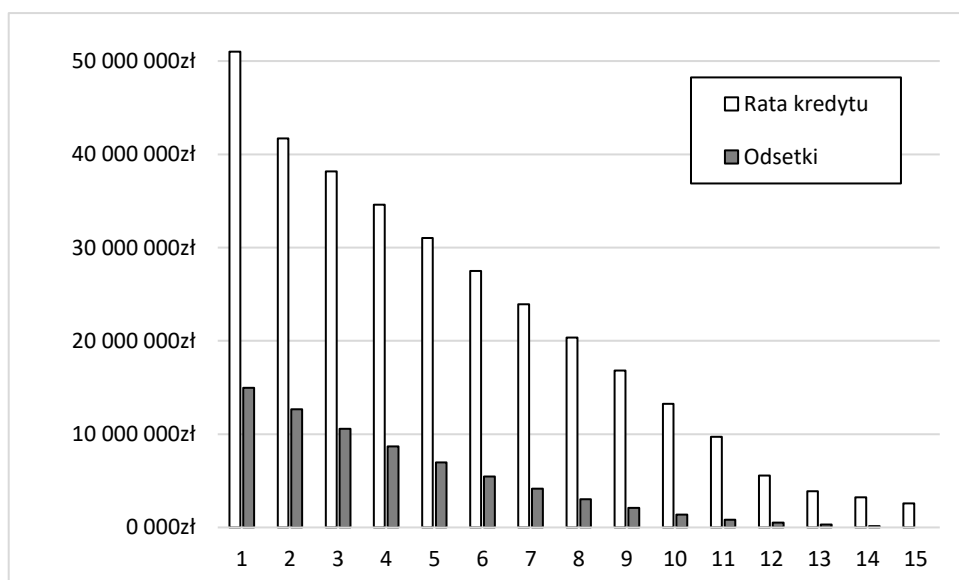
Podsumowanie informacji dotyczących finansowania inwestycji zawiera Tabela 15.

Tabela 14 Zestawienie odsetek w przypadku różnych scenariuszy spłat

	Akumulatory litowo-jonowe	Elektrownie szczytowo-pompowe
Suma odsetek zakładająca stałe raty	10 019 740,50 zł	124 485 470,28 zł
Suma odsetek zakładająca malejące raty	4 079 465,78 zł	71 859 237,72 zł
Oszczędność	5 940 274,73 zł	52 626 232,56 zł



Rysunek 7 Scenariusz spłaty kredytu w przypadku akumulatora litowo-jonowego



Rysunek 8 Scenariusz spłaty kredytu w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej

Tabela 15 Podsumowanie informacji o finansowaniu inwestycji [opracowanie własne]

	Akumulatory litowo-jonowe	Elektrownie szczytowo-pompowe
Koszt inwestycji	34 700 400,00 zł	431 118 511,81 zł
Udział kapitału własnego	25%	
Kapitał własny	8 675 100,00 zł	107 779 627,95 zł
Udział kapitału obcego	75%	
Kapitał obcy (kredyt inwestycyjny)	26 025 300,00 zł	323 338 883,86 zł
Informacje o kredycie		

Oprocentowanie kredytu	Zmienne w skali roku	
	5,5%	
Raty	Malejące	
Ilość lat do spłaty kredytu	10	15
Kwota pierwszej raty	4 944 807,00 zł	51 006 708,93 zł
Kwota ostatniej raty	260 253,00 zł	2 586 711,07 zł
Łączna suma odsetek	4 079 465,78 zł	71 859 237,72 zł
Całkowita kwota kredytu	30 104 765,78 zł	395 198 121,58 zł
Całkowita kwota inwestycji	38 779 865,78 zł	502 977 749,53 zł

5.2 Oszacowanie zysków

W obu przypadkach przychody związane z pracą magazynów sprowadzają się do sprzedaży energii elektrycznej.

W przypadku szacowania zysków z akumulatorów litowo-jonowych duże znaczenie ma to, jak będzie pracować zespół farm wiatrowych, ponieważ od niego zależy w jakim stopniu będzie używany magazyn. W tym celu w pierwszej kolejności określono roczny czas pracy farmy wiatrowej opierając się na poniższych założeniach:

- Dane meteorologiczne przyjęto na podstawie typowych lat meteorologicznych i statystycznych danych klimatycznych udostępnionych przez Ministerstwo Infrastruktury
- Najbardziej odzwierciedlające warunki pracy farm będzie przyjęcie danych meteorologicznych dla Koszalina – miejsca położonego stosunkowo blisko terenów morskich jednak nie nad samym morzem, podobnie jak umiejscowienie farm w okolicy Karnic.
- Moc oraz parametry pracy turbin przyjęto na podstawie rozdziału 3.4
- Dane meteorologiczne oraz parametry pracy turbin połączono za pomocą uproszczonego wzoru (3) dzięki czemu określono godzinowe wytwarzanie mocy

$$N = N_{nom} \cdot \left(\frac{w}{w_{nom}} \right)^3 \quad (3)$$

N – moc wytwarzana w ciągu godziny, N_{nom} – moc nominalna, w – prędkość chwilowa, w_{nom} – prędkość nominalna.

- Określono maksymalny czas pracy farmy oraz maksymalną wytwarzaną moc w ciągu roku (Tabela 16)
- Na podstawie czasu pracy farmy określono ilość cykli ładowania w ciągu roku (Tabela 16)
- Określono ilość energii możliwej do zmagazynowania w danym roku (Tabela 16)
- W każdym roku ilość energii możliwej do zmagazynowania spada o 1%
- Energia sprzedawana jest po cenie BASE określonej w punkcie 4.3

Tabela 16 Zestawienie danych określających zysk magazynu energii w ciągu roku

Opis	Wartość	Jednostka
Maksymalny czas pracy farmy wiatrowej	1 466,50	h
Średnie wytwarzanie energii elektrycznej w ciągu godziny	5,01	MW
Czas ładowania magazynu	7,19	h

Ilość cykli ładowania możliwych do zrealizowania	203,91	-
Roczna ilość energii wyprodukowanej przez farmy	43 849,00	MWh
Roczna ilość energii oddana do sieci przez magazyny	7 341,00	MWh
Procent zmagazynowanej energii w ciągu roku	16,74	%

Oszacowanie zysków z elektrowni szczytowo-pompowej jest związane z parametrami określonymi wcześniej. Instalacja działa z dyspozycyjnością 90% w ciągu roku, czyli może działać przez 328 dni w roku. Jest uruchamiana raz w ciągu dnia podczas szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną. Dodatkowo, założono, że w każdym roku sprawność instalacji spada o ok. 0,3%. Założenie przyjęte ze względu na średnie sprawności takich instalacji po 40 latach pracy które wahają się w granicy 75%. Wyniki obliczeń rocznych przychodów dla obu instalacji zawiera Tabela 17.

Tabela 17 Roczne zyski związane z działalnością magazynów energii [opracowanie własne]

	Akumulatory litowo-jonowe	Elektrownie szczytowo-pompowe
Sprzedaż energii elektrycznej w pierwszym roku działalności	1 145 930,00 zł	56 398 023,26 zł
Sprzedaż energii elektrycznej w ostatnim roku działalności	946 731,49 zł	49 066 280,24 zł

5.3 Oszacowanie kosztów eksploatacyjnych i operacyjnych

Akumulator litowo-jonowy jest urządzeniem bezobsługowym, dlatego koszty jego eksploatacji są niskie. Szczegółowe zestawienie kosztów zawiera Tabela 18. Koszty napraw i konserwacji przyjęto na poziomie 1% kwoty całej inwestycji rocznie, dodatkowo określono koszty 2 pracowników, którzy będą przeprowadzać okresowo przeglądy obiektu według poniższych założeń:

- Zatrudnienie pracowników na umowę zlecenie
- Przegląd instalacji w wymiarze miesięcznym wynoszącym 5h
- Godzina pracy pracownika to 100 zł netto
- Koszt po stronie pracodawcy miesięcznie wynosi: 750,60 zł

Zysk dla właściciela magazynu określono jako procent od przychodu w danym roku na poziomie 5%.

Tabela 18 Zestawienie kosztów eksploatacyjnych i operacyjnych dla akumulatora litowo-jonowego [opracowanie własne]

Opis	Koszt roczny
Naprawy i konserwacje (1%)	347 004,00 zł
Pensje pracowników	18 014,40 zł
SUMA:	356 018,40 zł
Zysk właściciela	Jako 5% od wygenerowanego przychodu rocznie

Koszty eksploatacyjne i operacyjne związane z pracą elektrowni szczytowo-pompowej zawiera Tabela 19. Koszt związany z naprawami i konserwacjami obiektu ustalono jako procent od kosztów inwestycji.

Praca w elektrowni będzie prowadzona w trybie trzymianowym, czterobrygadowym z łączną ilością personelu 60 osób. Średnia pensja pracowników została ustalona na podstawie górniczych pensji: 3,5 tys. zł miesięcznie netto. Po stronie pracodawcy ten koszt wynosi 5943,42zł miesięcznie za jednego pracownika. Wynagrodzenie dyrektora wynosi trzykrotność pensji jednego pracownika.

Koszt wody uzupełniającej, związany z procesami fizycznymi ustalono na 10% wody znajdującej się w zbiorniku rocznie, a kwoty ustalono na podstawie kosztów użytkowania za 1m³ wody śródlądowej [22].

Największy udział kosztów eksploatacyjnych związany jest z zakupem energii elektrycznej do zasilania pomp podczas taryfy nocnej na podstawie danych zawartych w rozdziałach 3.4 i 4.3.

Tabela 19 Zestawienie kosztów eksploatacyjnych i operacyjnych dla elektrowni szczytowo-pompowej [opracowanie własne]

Opis	Koszt roczny
Naprawy i konserwacje (1,5%)	6 466 777,68 zł
Pensje pracownicze	4 635 867,60 zł
Wynagrodzenie dyrektora	231 793,38 zł
Koszt wody uzupełniającej (10%)	1 070,92 zł
Energia elektryczna na zasilanie urządzeń	48 389 942,05 zł
SUMA:	59 503 296,49 zł

5.4 Amortyzacja

Amortyzować można wyłącznie środki trwałe. W przypadku akumulatora litowo-jonowego środki trwałe oszacowano na podstawie przyjętej praktyki inżynierskiej na 70% kwoty całej inwestycji. Środki trwałe dla elektrowni szczytowo-pompowej określono na podstawie tabeli w punkcie 4.4. Podsumowanie dotyczące amortyzacji zawiera Tabela 20.

Roczną amortyzację środków trwałych przyjęto na poziomie 7% - dla obiektów energetycznych.

Tabela 20 Amortyzacja środków trwałych [opracowanie własne]

	Akumulatory litowo-jonowe	Elektrownie szczytowo-pompowe
Udział środków trwałych	70%	47%
Kwota środków trwałych	24 290 280,00 zł	202 641 072,34 zł

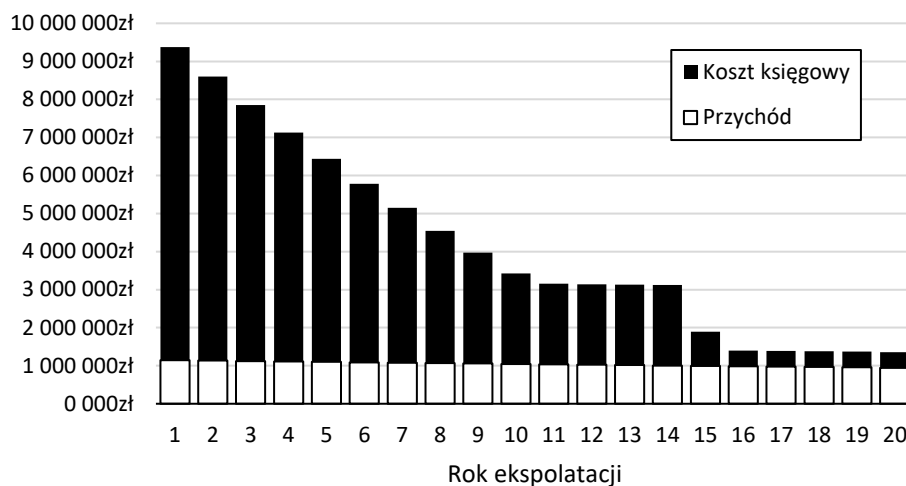
5.5 Podatek dochodowy

Zgodnie z polskim ustawodawstwem, należy odprowadzić 19% podatku od zysku z inwestycji w danym roku. Aby obliczyć podatek dochodowy w pierwszej kolejności należy obliczyć koszty księgowe (Równanie 3) Jeżeli koszty księgowe będą mniejsze od przychodu, to od różnicy tych dwóch wartości należy odprowadzić podatek dochodowy.

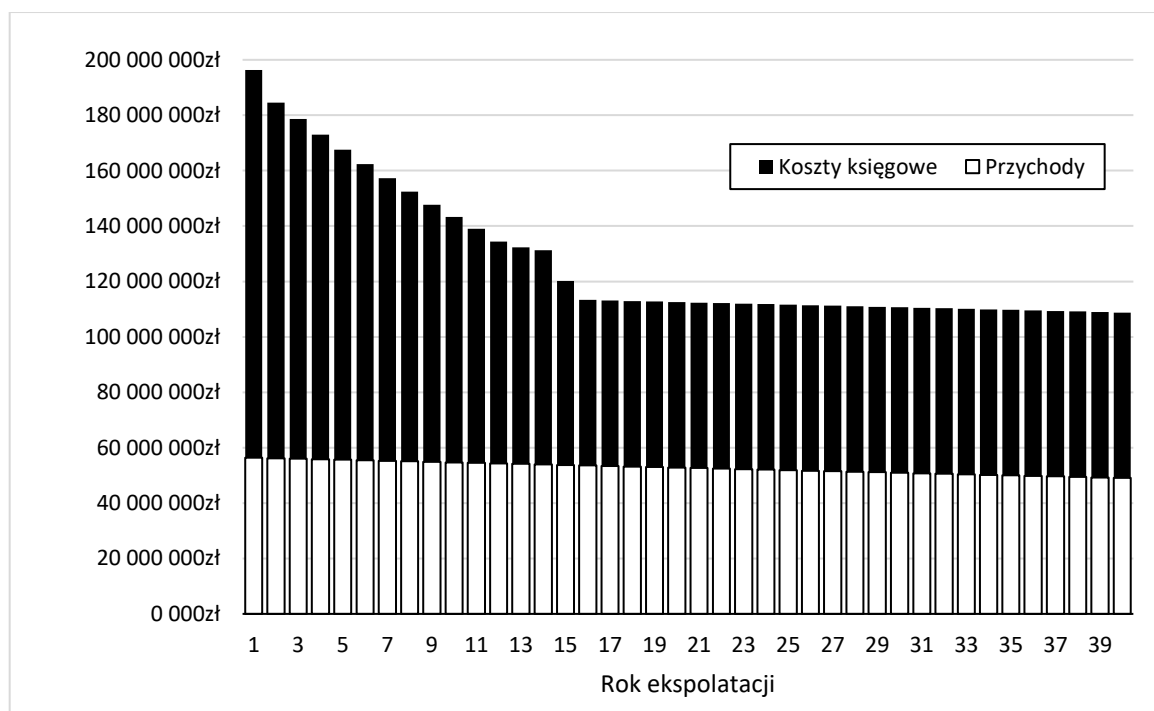
$$K_k = R + F + K_e + K_{op} + A \quad (4)$$

R – rata kredytu, F – odsetki od kredytu, A – amortyzacja, K_e – koszty eksploatacyjne, K_{op} – koszty operacyjne.

Zestawienie kosztów księgowych oraz przychodów dla akumulatorów litowo-jonowych prezentuje Rysunek 9 natomiast elektrowni szczytowo-pompowej prezentuje Rysunek 10.



Rysunek 9 Zestawienie przychodów i kosztów księgowych dla akumulatora litowo-jonowego



Rysunek 10 Zestawienie przychodów i kosztów księgowych dla elektrowni szczytowo-pompowej [opracowanie własne]

Jak można zauważyć, w obu przypadkach, w każdym roku przychód jest mniejszy od poniesionych kosztów, dlatego w żadnym roku nie zostanie zapłacony podatek dochodowy.

5.6 Wskaźniki ekonomiczne

Aby określić czy dana inwestycja jest opłacalna, zostało określonych 7 wskaźników ekonomicznych, które pomagają w określeniu czy dana inwestycja przyniesie zysk dla inwestora. Wszystkie wskaźniki wraz z elementami pomocniczymi zostały wyznaczone na podstawie źródeł [23][24].

Poprawne wyznaczenie tych wskaźników wymaga wyznaczenia pomocniczych wskaźników takich jak: Realna stopa dyskonta oraz przepływy pieniężne.

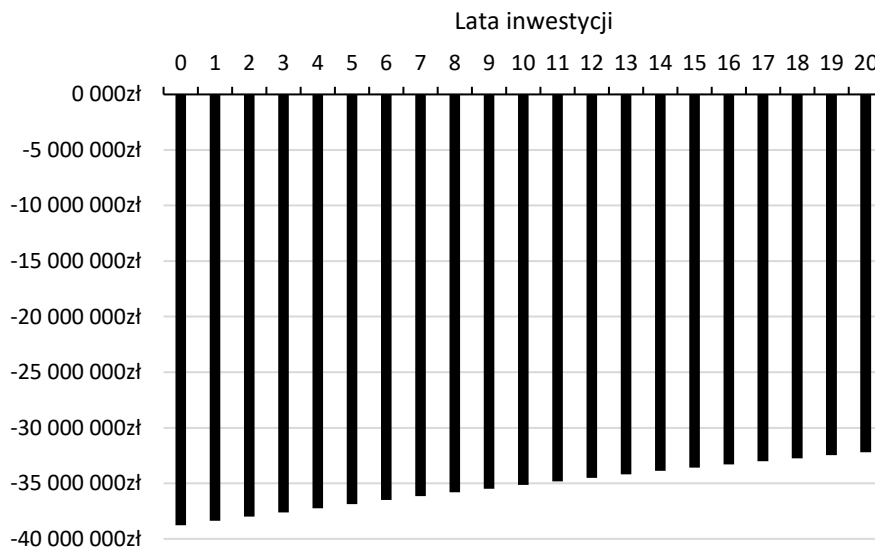
Realna stopa dyskonta (Równanie 5) to wskaźnik uwzględniający oprocentowania wszystkich źródeł finansowania oraz inflacji podczas całego cyklu życia inwestycji. Dzięki realnej stopie dyskonta można wyznaczyć współczynnik dyskontowania, czyli przedstawienie zmiany wartości pieniądza w czasie

$$r = \sum u_i \frac{r_j - i}{1 + i} \quad (5)$$

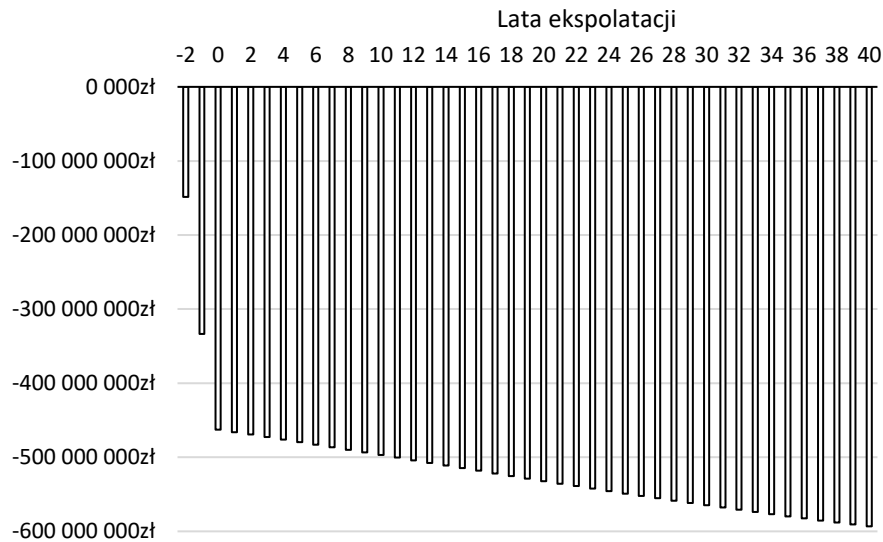
u_i – udział poszczególnych wskaźników finansowania, r_j – oprocentowanie źródła i – inflacja
Dodatkowo, aby wyznaczyć pozostałe wskaźniki należy określić przepływy pieniężne (Równanie 6), czyli ilość pieniędzy jaką zyskuje lub traci inwestor w danym roku trwania inwestycji. Przepływy pieniężne dodatkowo są rozwinięte o zmianę wartości pieniądza w czasie. Zestawienie obu przepływów pieniężnych w całym okresie inwestycji zawiera Rysunek 11 oraz Rysunek 12.

$$CF = J_0 + S_{t,n} - K_{op,n} - K_{e,n} - Pd_n \quad (6)$$

J_0 – Całkowity nakład inwestycyjny przeliczony na ostatni rok budowy S – przychody w danym roku, $K_{op,n}$ – koszty operacyjne $K_{e,n}$ – koszty eksploatacyjne Pd_n – podatek dochodowy



Rysunek 11 Przepływy pieniężne dyskontowane dla akumulatora litowo-jonowego



Rysunek 12 Przepływy pieniężne dyskontowane dla elektrowni szczytowo-pompowej

Wartość bieżąca netto (NPV) (Równanie 7) jest sumą zdyskontowanych przepływów pieniężnych netto w okresie ekonomicznym inwestycji. Jeżeli ten wskaźnik jest większy od zera to inwestycja jest opłacalna. W przeciwnym wypadku należy zmienić założenia projektu lub zrezygnować z dalszej realizacji tego projektu.

$$NPV = \sum (CF_t \cdot a_t) - J_0 \quad (7)$$

Wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR) (Równanie 8), informuje inwestora jaki zysk otrzyma z każdej zainwestowanej złotówki. Jeżeli wskaźnik ten jest większy od zera to inwestycja jest opłacalna.

$$NPVR = \frac{NPV}{J_0} \quad (8)$$

Wewnętrzna stopa zwrotu (Równanie 9) to wskaźnik wyrażający, jaka musiałaby być stopa dyskonta, aby NPV było zerowe. Jeżeli wewnętrzna stopa zwrotu jest większa od realnej stopy dyskonta, to jest to inwestycja opłacalna. W przeciwnym wypadku należy rozważyć rezygnację z tego projektu.

$$\sum \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (9)$$

Wskaźnik rentowności PI (Równanie 10) jest to stosunek dodatnich przepływów pieniężnych do sumy ujemnych przepływów. Jeżeli wskaźnik rentowności okaże się większy od 1, to inwestycja jest opłacalna, w każdym innym wypadku nie przyniesie korzyści dla inwestora.

$$PI = \frac{\sum_{t=m}^N \frac{CF_t^{ "+" }}{(1 + r)^t}}{|\sum_t^m \frac{CF_t^{ "-" }}{(1 + r)^t}|} \quad (10)$$

Zdyskontowany czas zwrotu (DPD) (Równanie 11) to wskaźnik pokazujący, kiedy wartość bieżąca netto przekroczy zero. Nie zawsze ten wskaźnik jest możliwy do określenia.

$$\sum_{t=0}^{DPD} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (11)$$

Zmodyfikowana wartość bieżąca netto (MNPV) (Równanie 12) „wyraża skumulowane korzyści netto generowane przez inwestycję z uwzględnieniem możliwości reinwestycji dodatknych przepływów pieniężnych przy innej stopie niż stopa dyskonta” [24]. Jeżeli MNPV jest większe od zera to inwestycja jest opłacalna.

Aby ocenić czy MNPV zostało policzone poprawnie należy porównać ze sobą stopę dyskonta oraz stopę reinwestycji. Jeżeli stopa dyskonta jest większa od stopy reinwestycji to wartość bieżąca netto powinna być wyższa niż zmodyfikowana wartość bieżąca netto.

$$MNPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t^{"-}}{(1+r)^t} + \frac{\sum_{t=0}^n CF_t^{"+}(1+rei)^{n-t}}{(1+r)^n} \quad (12)$$

rei – stopa reinwestycji dodatknych przepływów pieniężnych różna od stopy dyskonta.

Zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu (MIRR) (Równanie 13) pokazuje, stopę zwrotu inwestycji przy innej stopie reinwestycji dodatknych przepływów pieniężnych. Jeżeli stopa reinwestycji jest większa od stopy dyskonta, to MIRR powinien być większy od IRR.

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=1}^n CF_t^{"+}(1+rei)^{n-t}}{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t^{"-}}{(1+r)^t} + J_0}} - 1\% \quad (13)$$

Wszystkie wskaźniki dla obu inwestycji zawiera Tabela 21. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej, niemożliwe jest wyznaczenie większości wskaźników ze względu na brak przynajmniej jednego roku eksploatacyjnego, w którym zanotowano dodatnie przepływy pieniężne, tym samym określając tą inwestycję jako nieopłacalną.

Akumulatory litowo-jonowe również zostały jednoznacznie określone jako nieopłacalne, jednak w tym przypadku w każdym roku eksploatacji można było zanotować dodatnie przepływy pieniężne, które przyczyniają się do powolnego zwrotu inwestycji jednak nie zostanie ona spłacona podczas dwudziestoletniej eksploatacji.

Tabela 21 Wskaźniki ekonomiczne określające opłacalność inwestycji [opracowanie własne]

Wskaźnik ekonomiczny		Akumulatory litowo-jonowe	Elektrownie szczytowo-pompowe
Realna stopa dyskonta	r	3,53%	
Stopa reinwestycji	rei	6,50%	
Wartość bieżąca netto, zł	NPV	-34 149 337,74	- 593 458 410,44
Wskaźnik wartości bieżącej netto, zł	NPVR	-0,88	- 1,14
Wewnętrzna stopa zwrotu, %	IRR	-14,23	-
Wskaźnik rentowności	PI	0,12	-
Zdyskontowany czas zwrotu	DPD	-	-
Modyfikowana wartość bieżąca netto, zł	MNPV	-32 279 595,27	-

Modyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu, %	MIRR	-5,31	-
---	------	-------	---

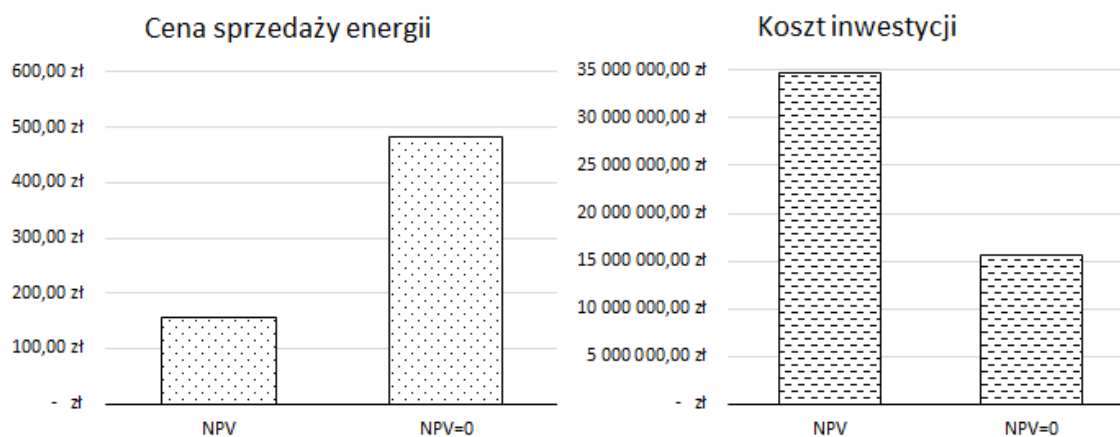
5.7 Analiza wrażliwości

Analiza wrażliwości ma przedstawić, zmianę zysku lub straty przy zmianie założeń projektowych.

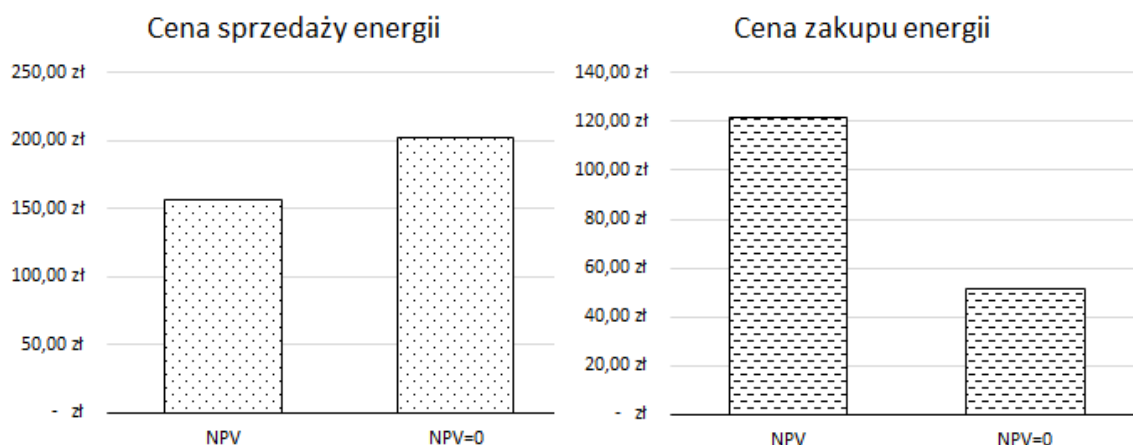
W przypadku akumulatorów litowo-jonowych analizie została poddana: Cena sprzedaży energii elektrycznej, koszty inwestycji, koszty napraw i konserwacji.

W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej analizie wpływu na opłacalność została poddana: cena kupna energii elektrycznej, cena sprzedaży energii elektrycznej, koszty inwestycji.

W obu przypadkach, powyższe elementy są odpowiedzialne w największym stopniu na zysk inwestycji. Analiza wrażliwości odbywa się w trzech etapach. W pierwszym zostało sprawdzone, jak jednostkowe ceny wymienionych powyżej elementów powinny się zmienić, aby NPV osiągnęło zero. Zestawienie tych wyników zawiera Rysunek 13 oraz Rysunek 14.

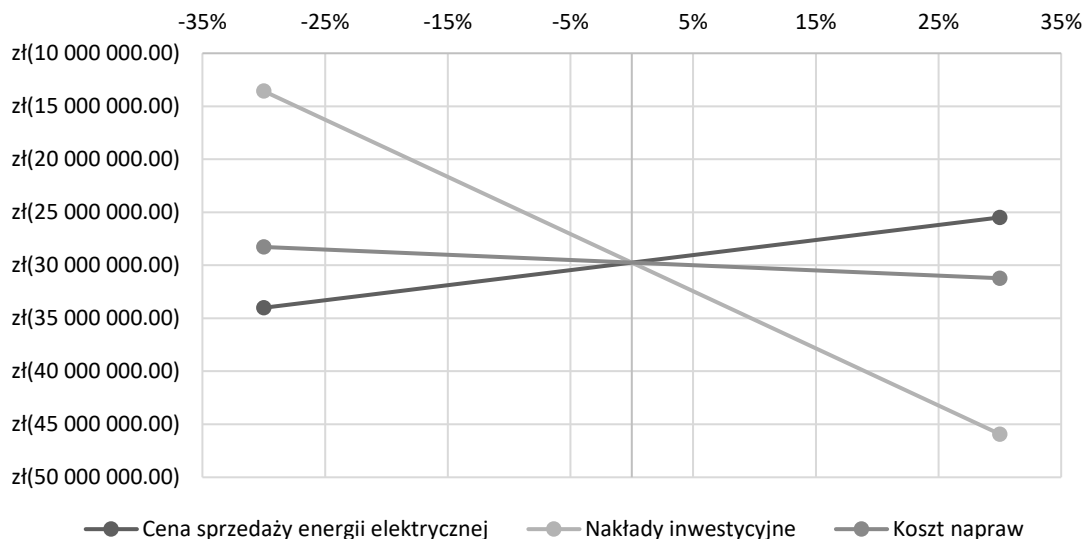


Rysunek 13 Zestawienie ceny sprzedaży energii oraz kosztów inwestycyjnych dla akumulatorów litowo-jonowych

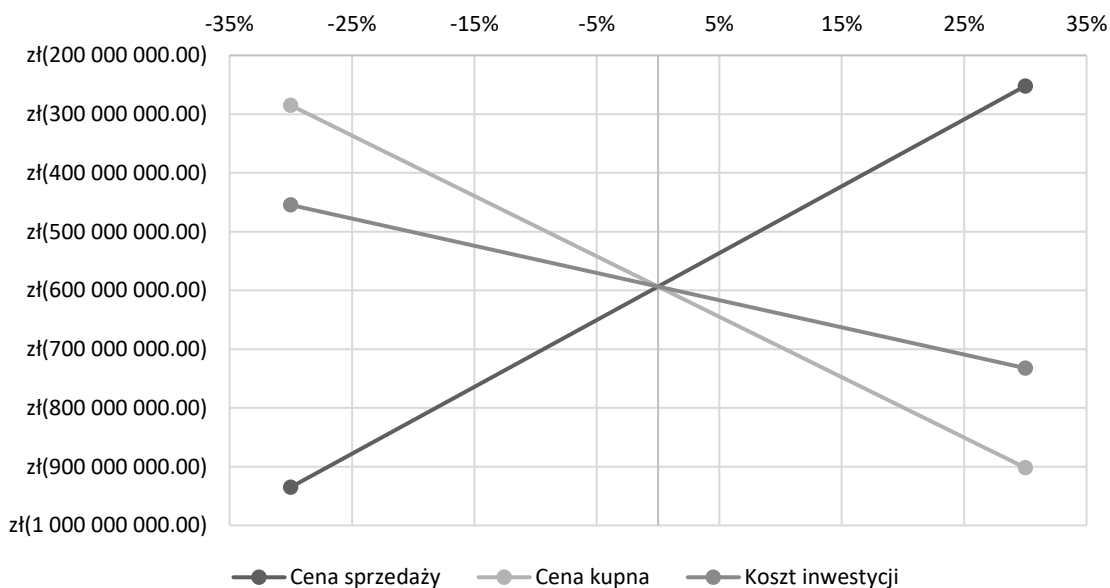


Rysunek 14 Zestawienie jednostkowych cen sprzedaży i zakupu energii elektrycznej dla elektrowni szczytowo-pompowej

Drugi etap ma sprawdzić jak podczas eksploatacji obiektów, elementy poddane analizie wpłyną na opłacalność, gdyby ceny poszczególnych czynników zmieniły się o 30%. Wyniki analizy dla obu przypadków zawiera Rysunek 15 oraz Rysunek 16.

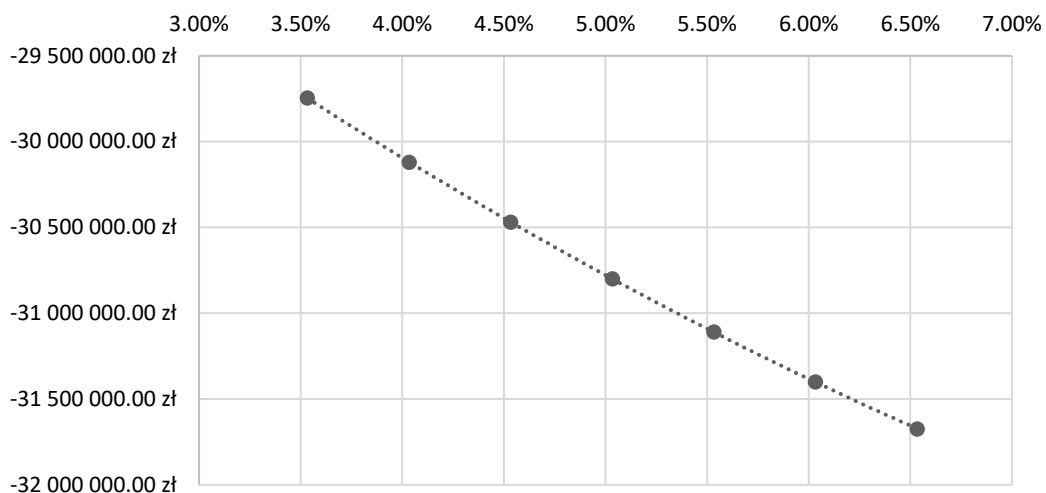


Rysunek 15 Analiza wrażliwości dla akumulatora litowo-jonowego

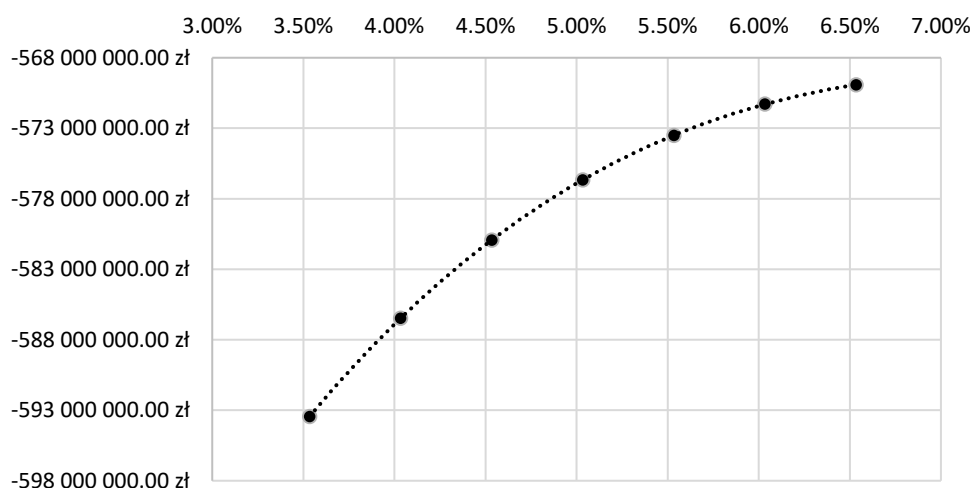


Rysunek 16 Analiza wrażliwości dla elektrowni szczytowo-pompowej

Ostatni etap inwestycji jest przedstawienie NPV w funkcji realnej stopie dyskonta, co prezentuje Rysunek 17 oraz Rysunek 18.



Rysunek 17 Wartość bieżąca netto w funkcji realnej stopy dyskonta dla akumulatora litowo-jonowego.



Rysunek 18 Wartość bieżąca netto w funkcji realnej stopy dyskonta dla elektrowni szczytowo-pompowej

6 Analiza strategiczna

Inwestor decydując się na budowę jednej z powyższych instalacji powinien wziąć pod uwagę czy warunki polityczne będą sprzyjały inwestycji już podczas samego trwania eksploatacji. Zgodnie z panującymi trendami związanymi z dekarbonizacją państw europejskich, należy inwestować w alternatywne źródła energii.

Na podstawie poniższych dokumentów, można określić jakie szanse na rozwój mają magazyny energii.

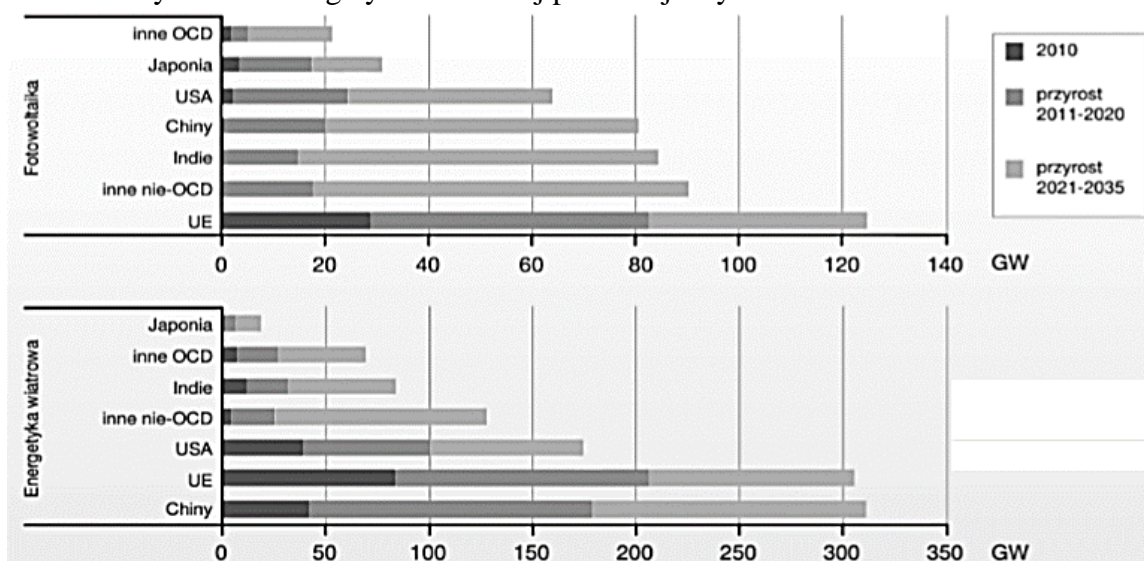
- Polityka Energetyka Polski do 2030r.
- Cele energetyczne Unii Europejskiej do 2020r.

- Cele energetyczne Unii Europejskiej do 2030r.
- Cele energetyczne Unii Europejskiej do 2050r.
- 2011 World Energy Outlook

Polityka energetyczna skupia się na trzech ważnych aspektach: bezpieczeństwie energetycznym, dbaniu o środowisko, oraz lepszej gospodarce paliwowej. Co sugeruje, że rozwój odnawialnych źródeł, stabilność dostaw do odbiorców, ograniczenie wpływu na środowisko przez obiekty energetyczne, jest priorytetem w rozwoju polskiej, europejskiej, ale również światowej energetyki.

Powyższe aspekty powodują, że rozwój magazynów będzie coraz szybszy, aby nadążyć nad zaspokajaniem potrzeb coraz większej ilości odbiorców oraz dostosowaniu się do nowych perspektyw rozwoju energetyki. Aby spełnić założenia polityki energetycznej, budowanie nowych i nowoczesnych magazynów ma szansę na dofinansowanie w trakcie realizacji jak również eksploatacji, podobnie jak to miało miejsce z wsparciem odnawialnych źródeł.

World Energy Outlook zwraca uwagę, że do 2035r. zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie dwukrotnie. Pomimo polityki energetycznej Unii Europejskiej nastawionej na zmniejszenie wydobycia węgla, kraje OECD zanotują jego wzrost, jednak podkreśla się powolne wypieranie węgla przez gaz ziemny, który ma znacznie niższą szkodliwość dla środowiska, a jest klasyfikowany jako stabilne źródło energii. Odnawialne źródła mają w naturalny sposób wypierać instalacje zasilane węglem. Prognozowany przyrost mocy zainstalowanej w panelach fotowoltaicznych oraz energetyce wiatrowej prezentuje Rysunek 19.



Rysunek 19 Prognozowany przyrost mocy zainstalowanej w źródła odnawialne na świecie [25]

7 Podsumowanie i wnioski

Polityka energetyczna całego świata skupiona jest teraz na odnawialnych źródłach energii. Z tego powodu naturalnym powoli staje się myślenie o różnych formach magazynowania energii, aby zapewnić stabilny system dostaw energii elektrycznej, której zapotrzebowanie z roku na rok wzrasta. Również w Polsce, ilość energii odnawialnej jest już bardzo duża, w dodatku

większość ulokowana w farmach wiatrowych, które samodzielnie nie dają stabilnej i przewidywalnej ilości energii, dlatego system oparty na źródłach odnawialnych wspieranych przez magazyny jest bezpieczniejszy. Pokazuje to przykład Australii, która w 2016 roku zmagając się z poważną awarią zasilania i szansą na rozwiązanie tego problemu stała się inwestycją w magazyn energii.

Unia Europejska chętnie wspiera inwestycje związane z magazynowaniem energii, w Niemczech w ciągu najbliższych 2 lat powstanie łącznie 8 magazynów energii. W Polsce szansą na rozwój tych technologii prawdopodobnie będzie ustawa o Rynku mocy, który pozwala na uczestnictwo w aukcjach tylko w chwili, kiedy źródło może stabilnie wytwarzać moc przez minimum 4 godziny.

Główne inwestycje związane z magazynowaniem energii są nastawione na akumulację bateryjną, opartą w większości na akumulatorach litowo-jonowych. Polska swoje akumulatory tego typu lokuje na Pomorzu. Jest to uzasadnione, ze względu na fakt posiadania tam dużej ilości farm wiatrowych które działają tam efektywnie, jednak cały kompleks powinien być zlokalizowany bezpośrednio na wybrzeżu, aby miał szansę przynieść zysk. Farmy zlokalizowane w głębi lądu mogą nie mieć wystarczającego czasu pracy, aby akumulator miał szansę na przyniesienie korzyści finansowych, tak jak w analizowanym przypadku.

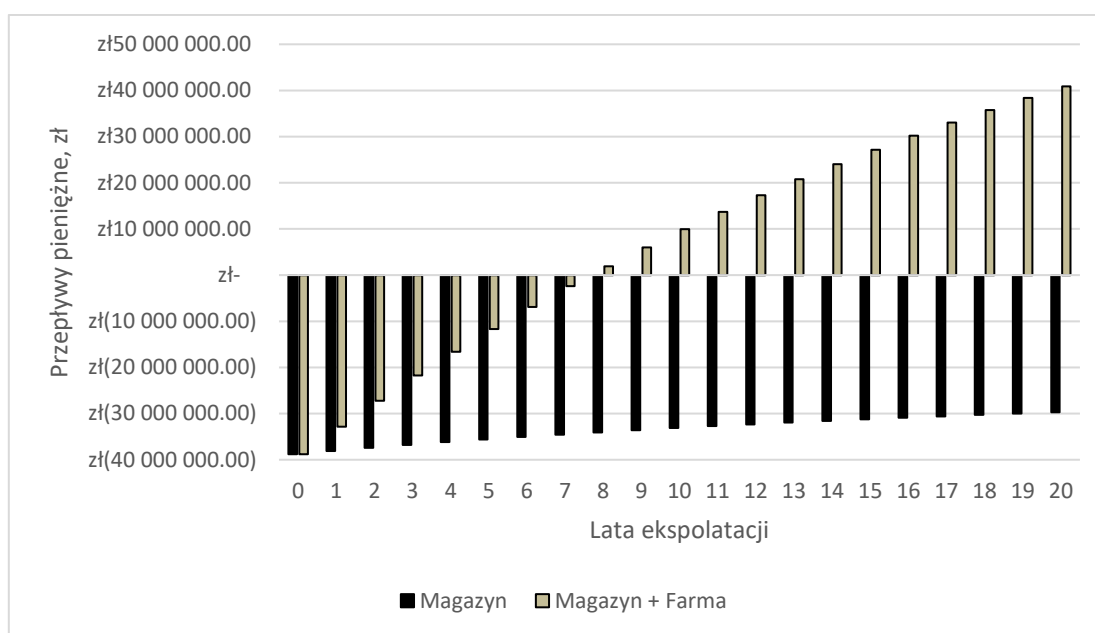
Są różne formy magazynów, a większość jest teraz intensywnie rozwijana lub udoskonalana. Dzięki tej różnorodności magazyn w tej chwili można bardzo precyzyjnie dostosować tak aby działał jak najbardziej efektywnie. Ważny jest dobór magazynu pod względem jego miejsca w systemie, jego mocy, czasu reakcji. Niepoprawnie dobrana instalacja lub jej parametry spowodują, że inwestycja okaże się nieopłacalna i nie będzie miała szans na zwrot nakładów nawet przy dobrych programach wsparcia.

Dodatkowo, prócz dobrania parametrów pracy ważne jest określenie ograniczeń. W przypadku analizowanego układu elektrowni szczytowo-pompowej budowanej w kopalni ograniczeniem jest dolny zbiornik wody.

Szacując, czy analiza jest opłacalna ważne jest poprawne i dokładne ustalenie cen wpływających na przychód lub stratę w czasie inwestycji. W przypadku tej analizy szacowanie ceny energii elektrycznej po której zostaje sprzedana lub kupiona energia może mieć duży wpływ na interpretowane wyniki. Dlatego podczas analizy realnego projektu istotne jest zatrudnienie analityka, który poprawnie oceni sytuację gospodarczą oraz polityczną wpływającą na ceny wszystkich czynników.

Ważnym elementem tak dużych inwestycji, jest też sposób finansowania. Wybranie odpowiednich sposobów finansowania oraz rozplanowanie spłaty zadłużenia może obniżyć koszty związane ze spłatą kapitału obcego prawie o połowę.

Jeżeli chodzi o zyski z akumulatorów litowo-jonowych zyski są ściśle związane z pracą farmy wiatrowej. Należy pamiętać, że farma wiatrowa oraz akumulator pracują na jedną instalację i gdyby brano pod uwagę sytuację w której farmy wiatrowe zostały już spłacone i mogą być eksploatowane przez cały okres pracy magazynu, a instalacja magazynująca została do nich dobudowana, akumulator litowo-jonowy został by spłacony po 8 latach eksploatacji, co prezentuje Rysunek 20 Przepływy pieniężne dla akumulatora litowo-jonowego, gdyby zyski były liczone jako suma zysku z magazynu oraz farmy wiatrowej. Dodatkowo, są to instalacje, które prócz standardowych konserwacji i sporadycznych napraw nie wymagają większej ingerencji ludzkiej, co jest ich wielkim atutem.



Rysunek 20 Przepływy pieniężne dla akumulatora litowo-jonowego, gdyby zyski były liczone jako suma zysku z magazynu oraz farmy wiatrowej

Budowa elektrowni szczytowo-pompowej na terenach starych kopalni jest potencjałem, który w warunkach województwa Śląskiego, mógłby stać się potencjalnie dobrą alternatywą dla zamkniętych kopalni. Atutem takiego rozwiązania jest posiadanie bardzo dużej infrastruktury. Dolne partie takiej elektrowni wymagałyby wyłącznie odpowiedniego wyprofilowania chodników i uszczelnienie go mieszankami stosowanymi w górnictwie, ponieważ sama kopalnia często wymaga odpompowania wody, więc stałaby się naturalnym zbiornikiem wodnym.

Po przeprowadzeniu analizy opłacalności, stwierdzono, że obie inwestycje są nieopłacalne przy tych założeniach projektowych. W przypadku elektrowni szczytowo-pompowej niemożliwe było wyznaczenie wielu wskaźników, ponieważ w żadnym roku eksploatacji nie zanotowano dodatnich przepływów pieniężnych, które są niezbędne do wyznaczenia niektórych wskaźników.

Analizowany akumulator litowo-jonowy na każdą wydaną złotówkę, traci 88 groszy, a w przypadku elektrowni szczytowo-pompowej aż 1,14zł. Obie inwestycje przynoszą bardzo duże straty. W przypadku akumulatora litowo-jonowego brakuje większych przychodów ze sprzedaży energii, natomiast elektrowni szczytowo-pompowej koszty eksploatacyjne przewyższają przychody, przez co inwestycja nie przynosi zysków.

Analiza wrażliwości pracy akumulatora litowo-jonowego wykazała, wbrew oczekiwaniom, że największy wpływ na opłacalność będzie mieć nakład inwestycyjny, a nie cena sprzedawanej energii elektrycznej. Najmniejszy wpływ na opłacalność mają koszty napraw i konserwacji akumulatora. Warto się zastanowić, czy w tym przypadku budowa akumulatora o mniejszej pojemności byłaby bardziej zasadna i czy miałyby szansę na przyniesienie zysku z inwestycji.

Analiza wrażliwości pracy elektrowni szczytowo-pompowej wykazała bardzo podobny wpływ na opłacalność sprzedaży i kupna energii elektrycznej. Ze względu na koszty eksploatacyjne, które przewyższały przychody nie możliwe było sprawdzenie jaki koszt inwestycji mógłby sprawić, że NPV jest równe 0, gdyż w każdym roku generowane są straty. Wpływ na opłacalność inwestycji ma jej koszt budowy co przy takiej skali projektu nie jest zaskoczeniem.

Inwestor, który zdecyduje się na duże inwestycje związane z magazynowaniem energii w postaci akumulatorów bateryjnych powinien liczyć na wsparcie państwa oraz Unii podobnie jak ma to miejsce w przypadku magazynów w Pucku czy w Bystrej.

W przypadku inwestycji w elektrownie szczytowo-pompowe, inwestycja powinna zostać oparta na wynegocjowaniu dobrych cen zakupu energii w dolinach nocnych w celu minimalizacji kosztów. Argumentem sprzyjającym jest fakt, że elektrownia tego typu działa nie tyle dla samego zysku, ale dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego danego kraju oraz umożliwia pracę w nocy dużej części instalacji, która wymaga dłuższego i kosztownego uruchamiania. Wzrost odnawialnych źródeł będzie wiązał się z wzrostem ilości magazynów energii co już w tym momencie jest obserwowane, a to daje większe szanse na opłacalność magazynów, niż pokazuje to powyższe studium.

Podsumowując pracę, na chwilę obecną inwestowanie w akumulację energii jest nieopłacalne i wyłącznie z wsparciem państw ma szansę na wygenerowanie zysków. Pomimo tego inwestycje tego typu w związku z rozwojem odnawialnych źródeł są potrzebne i powinny stać się integralną częścią każdej inwestycji w alternatywne źródła energii.

Podziękowania

Serdeczne podziękowania dla pracowników Polskiej Grupy Węglowej, za udostępnienie informacji na temat parametrów pracy jednej z Śląskich kopalń oraz za kilkugodzinne wyjaśnianie pojęć związanych z pracą kopalni. Wielkie podziękowania dla Pana Jacka Janasa (Tauron Wytwarzanie) za pomoc w znalezieniu informacji na temat prognozowania cen energii elektrycznej oraz dla Pana Łukasza Greli (Energoprojekt-Katowice S.A.) za materiały dotyczące elektrowni szczytowo-pompowych.

Literatura

- [1] Urząd Regulacji Energetyki „Potencjał krajowy OZE w liczbach - Moc zainstalowana” na dzień 31.12.2017
- [2] Główny Urząd Statystyczny Energia ze Źródeł odnawialnych w 2016r.
- [3] Raport KSE – Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2017 roku
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE
- [5] A. K. Rohit, Ksh Priyalakshmi Devi, Saroj Ranghekar An overview of energy storage and its importance in India renewable energy sector. Part I – Technologies and Comparison
- [6] Paweł Kazirodek „Funkcje magazynów energii w sieciach energetycznych” Prezentacja na konferencji Energia PL Kielce 28.02.2018
- [7] Rafał Szubert „Rola magazynów energii w systemie energetycznym” Prezentacja na konferencji Energia PL Kielce 28.02.2018
- [8] IRENA Battery Storage for renewables: market status and technology, Styczeń 2015
- [9] <https://wysokienapiecie.pl/1997-polska-ponownie-importerem-pradu-drugi-raz-po-1989/>

- [10] Denzil Walton Energia Odnawialna Elektrownie szczytowo-pompowe, Europejski Instytut Miedzi
- [11] <http://eko.org.pl/energia/book1.php?dzial=3&kat=38&art=105>
- [12] Michał Pomorski, Artur Nemś, Zbigniew Gnutek Techniki akumulacji energii – część 1, Instal 10/2015, strony 21-25
- [13] Google Maps
- [14] Siemens Wind Turbine SWT-2.3-101 Technical specifications
- [15] Główny Urząd Statystyczny – Roczne wskaźniki cen towarów i usług konsumpcyjnych od 1950
- [16] Narodowy Bank Polski – Kursy walut
- [17] Towarowa Giełda Energii
- [18] <https://www.energystorageexchange.org/projects/2271>
- [19] http://www.energa-operator.pl/centrum-informacji/arttykul-4170.xml?document_id=26795
- [20] <http://gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/30245/pge-zbuduje-bateryjny-magazyn-energii-na-gorze-zar>
- [21] <https://bravenewclimate.com/2010/04/05/pumped-hydro-system-cost/>
- [22] Monitor Polski Obwieszczenie Ministra Środowiska w sprawie wysokości stawek opłat za korzystania ze środowiska na rok 2018
- [23] dr hab. inż. Jacek Kalina Wykłady z Inżynierii Finansowej w Energetyce, 2016
- [24] dr inż. Paweł Gładysz, mgr inż. Bartłomiej Melka Materiały pomocnicze do zajęć z Inżynierii Finansowej w Energetyce 2016
- [25] Damian Głuchy, Michał Filipiak Kierunek rozwoju energetyki: Polski, Unia Europejska, Świat, Poznan University of Technology Academic Journals, 2013

Feasibility study for construction of selected energy stores in Poland

Martyna Ewa Michałkiewicz

Keywords: energy storage, lithium-ion battery, pumped storage power plant, coal mine, profitability analysis

Abstract

This paper includes a feasibility study for construction of a lithium-ion battery and a pumped storage power plant. It contains basic information on the development of renewable energy sources in Poland and presents the most important information on energy storage. The work involved a full feasibility study for both projects, including market, economic, technical and strategic analysis. In the case of the pumped storage power plant, the cost of its construction in the mine was estimated. Based on the analysis, it was found that the analysed investments are not profitable: the pumped storage power plant due to the current operating costs related mainly to the purchase of energy in the night valleys. Batteries, due to the insufficient amount of energy transferred by wind farms to the cells and investment costs. However, due to the growing number of renewable sources, investments in energy storage, should be further implemented and dynamically supported by state institutions in order to ensure energy security of the country.