

***Grupa Kapitałowa Polish Energy Partners***

**PÓŁROCZNE SPRAWOZDANIE Z DZIAŁALNOŚCI  
GRUPY KAPITAŁOWEJ POLISH ENERGY PARTNERS  
ZA OKRES 6 MIESIĘCY ZAKOŃCZONY  
DNIA 30 CZERWCA 2013 ROKU**

---

*Zbigniew Prokopowicz – Prezes Zarządu*

---

*Anna Kwarcieńska – Wiceprezes Zarządu*

---

*Michał Kozłowski – Wiceprezes Zarządu*

Warszawa, 2 sierpnia 2013 roku

Jednostką dominującą Grupy Kapitałowej Polish Energy Partners S.A. jest spółka Polish Energy Partners S.A. zwana dalej "jednostką dominującą", która została zarejestrowana 17 lipca 1997 roku w Rejestrze Przedsiębiorców prowadzonym przez Sąd Rejonowy m. st. Warszawy, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 26545.

**1. Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta ze wskazaniem jednostek podlegających konsolidacji oraz zmian w organizacji grupy kapitałowej emitenta wraz z podaniem ich przyczyn**

Opis organizacji grupy kapitałowej emitenta został przedstawiony w nocie 3 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**2. Wskazanie skutków zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności**

Skutki zmian w strukturze jednostki gospodarczej, w tym w wyniku połączenia jednostek gospodarczych, przejęcia lub sprzedaży jednostek grupy kapitałowej emitenta, inwestycji długoterminowych, podziału, restrukturyzacji i zaniechania działalności zostały opisane w nocie 3 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**3. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w półrocznym sprawozdaniu finansowym, w szczególności opis czynników i zdarzeń, w tym o nietypowym charakterze, mających znaczący wpływ na działalność emitenta i osiągnięte przez niego zyski lub poniesione straty w roku obrotowym, a także omówienie perspektyw rozwoju działalności emitenta przynajmniej w najbliższym roku obrotowym**

Kluczowe wielkości ekonomiczno-finansowe osiągnięte przez emitenta przedstawia poniższa tabela:

<b>Podstawowe Wielkości Ekonomiczno-Finansowe (w mln PLN)</b>	<b>Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2013</b>	<b>Okres od 1 stycznia do 30 czerwca 2012</b>	<b>Zmiana</b>
Przychody ze sprzedaży na działalności kontynuowanej	69,6	60,5	9,1
EBITDA na działalności kontynuowanej	22,8	29,4	(6,6)
Skorygowana EBITDA uwzględniająca odsetki z tytułu dzierżawy majątku oraz mniejszościowy udział w zyskach z farm wiatrowych na działalności kontynuowanej	22,8	29,4	(6,6)
Zysk/Strata Netto na działalności kontynuowanej	3,5	12,3	(8,8)
Zysk/Strata Netto na działalności kontynuowanej z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej	6,1	10,4	(4,3)
Zysk/Strata Netto na działalności kontynuowanej z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej i bez sprzedaży farm wiatrowych i wyceny dyskonta	4,6	8,3	(3,7)
Zysk/Strata Netto na działalności kontynuowanej z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej i bez sprzedaży farm wiatrowych i wyceny dyskonta oraz bez wpływu wyceny kredytu metodą zamortyzowanego kosztu	0,5	6,9	(6,4)
Zysk/Strata Netto na działalności zaniechanej	0,0	76,2	(76,2)
Zysk/Strata Netto na działalności zaniechanej z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej	0,0	76,2	(76,2)
Zysk/Strata Netto przypisany Akcjonariuszom jednostki dominującej	3,6	88,5	(84,9)
Zysk Netto z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej Akcjonariuszom jednostki dominującej	6,1	86,6	(80,5)
Zysk Netto z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej i bez sprzedaży farm wiatrowych i wyceny dyskonta	4,6	84,5	(79,9)
Zysk Netto z eliminacją efektu różnic kursowych z wyceny bilansowej i bez sprzedaży farm wiatrowych i wyceny dyskonta oraz bez wpływu wyceny kredytu metodą zamortyzowanego kosztu	0,5	83,1	(82,6)

Wpływ na wynik osiągnięty na działalności kontynuowanej oraz zaniechanej za pierwsze półrocze 2013 roku w porównaniu do wyniku osiągniętego za pierwsze półrocze 2012 roku miały przede wszystkim następujące czynniki:

a) Na poziomie EBITDA (na działalności kontynuowanej):

- Niższa o 8,7 mln PLN EBITDA farm wiatrowych spowodowana gorszymi warunkami wietrznymi.
- Niższa EBITDA Projektu Biomasa Energetyczna Południe z powodu wzrostu cen zakupu słomy oraz wzrostu kosztów operacyjnych (zastosowanie słomy o wyższej wilgotności przełożyło się na zmniejszenie wydajności maszyn i urządzeń).
- Wyższa PLN EBITDA Projektu Biomasa Energetyczna Północ w wyniku wzrostu cen peletu oraz wyższego wolumenu produkcji i sprzedaży .
- Uwzględnienie EBITDA Projektu Biomasa Energetyczna Wschód, która w analogicznym okresie minionego roku znajdowała się w fazie testów i nie prowadziła jeszcze regularnej działalności operacyjnej.
- Całkowity wpływ EBITDA projektów biomasowych wyższy o 0,9 mln PLN w stosunku do porównywalnego okresu.
- EBITDA segmentu outsourcingu niższa w stosunku do 2012 r. o 0,8 mln PLN.
- EBITDA na poziomie centrali wyższa o 2,4 mln PLN. Jest to spowodowane między innymi niższymi kosztami wynagrodzeń (brak programu opcji menadżerskich).
- EBITDA na pozostałych projektach – wpływ ujemny 0,4 mln PLN

b) Na poziomie Zysku Netto (na działalności kontynuowanej):

- Wpływ EBITDA.
- Wpływ wyższych o 4,5 mln PLN kosztów finansowych netto (z uwzględnieniem podatku) związany ze wzrostem niezrealizowanych ujemnych różnic kursowych dla projektu Dipol, jedynie częściowo skompensowany niższym kosztem odsetkowym związanym ze spadkiem stóp procentowych.
- Wyższe o 2,7 mln PLN przychody finansowe netto (z uwzględnieniem podatku) związane z wyceną kredytów inwestycyjnych dla projektów Amon i Talia w porównaniu do pierwszego półrocza 2012 roku.
- Odpis z tytułu utraty wartości aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego na stracie podatkowej osiągniętej w Biomasa Energetyczna Północ w kwocie 0,5 mln PLN, która nie zostanie rozliczona do końca 2014 roku
- Odpis z tytułu utraty wartości zapasów (słomy) w projektach Biomasowych na kwotę 0,8 mln PLN.

c) Na poziomie Zysku Netto (na działalności zaniechanej):

- Ujęcie w 2012 roku wpływu zysku z działalności operacyjnej zaniechanej (19,1 mln PLN z uwzględnieniem wpływu podatku dochodowego rozpoznanego w Spółce) oraz zysku ze zbycia działalności zaniechanej (57,1 mln PLN) .

#### **4. Opis istotnych dokonań lub niepowodzeń Emitenta w okresie pierwszego półrocza 2013 roku**

##### OUTSOURCING ENERGETYKI

###### EL Mercury

Wynik operacyjny w bieżącym okresie był niższy od ubiegłorocznego ze względu na niższy wolumen sprzedaży energii elektrycznej spowodowany ograniczeniem podaży oraz gorszą kalorycznością gazu koksującego dostarczanego przez WZK Victoria.

###### EC Zakrzów

Wynik operacyjny (w konsekwencji także wynik EBITDA) w bieżącym okresie był wyższy niż osiągnięty w analogicznym okresie w rezultacie reklasyfikacji przychodów z tytułu leasingu turbiny.

##### ELEKTROWNIE BIOMASOWE

W zakresie rozwoju outsourcingu i wytwarzania energii w oparciu o biomasę, Grupa PEP przygotowuje do realizacji projekt budowy i eksploatacji elektrowni biomasowej o mocy 30 MW, przyłączonej do sieci energetycznej.

Wybrano lokalizację obiektu. Rozpoczęła się procedura przetargowa związana z pozyskaniem działki, uzyskano decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia do sieci. Obecnie trwają negocjacje umowy przyłączeniowej oraz prace związane z projektem technicznym obiektu, uzyskano już prawomocne pozwolenie na budowę. Planowane uruchomienie obiektu to druga połowa roku 2014. Wstępnie uzgodniono warunki finansowania dłużnego z bankami.

Ponadto, trwają rozmowy z trzema znaczącymi przedsiębiorstwami przemysłowymi dotyczące realizacji projektów budowy i eksploatacji kolejnych elektrowni lub elektrociepłowni biomasowych o mocy 85MWt/30 MWe.

Budowa obiektów dla odbiorców przemysłowych, które w 100% oparte są na paliwie biomasowym, ma na celu zwiększenie ich niezależności energetycznej oraz realizację strategii w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, co prowadzić będzie do zmniejszenia kosztu energii.

Zrealizowanie projektów przez PEP oznacza osiągnięcie korzyści z kolejnych projektów outsourcingowych w oparciu o zieloną energię.

##### ENERGETYKA WIATROWA

###### Farma Wiatrowa Puck

W pierwszym półroczu 2013 roku produkcja energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży niższe od ubiegłorocznych ze względu na niższą wietrzność. Efekt ten został jedynie częściowo skompensowany przez wyższe ceny sprzedaży.

###### Farmy Wiatrowe Łukaszów i Modlikowice

Wyniki farm wiatrowych Łukaszów i Modlikowice są gorsze niż osiągnięte w pierwszej połowie 2012 roku, co było przede wszystkim spowodowane istotnie gorszymi warunkami wietrznymi.

Negatywny wpływ warunków pogodowych został jedynie częściowo skompensowany wyższą ceną sprzedaży energii i zielonych certyfikatów.

#### Dewelopment Projektów Farm Wiatrowych

W ciągu 2013 roku Spółka, tak jak w latach poprzednich, koncentrowała swoje wysiłki na rozbudowie portfela farm wiatrowych. Całkowite portfolio projektów w fazie dewelopmentu wynosi obecnie ok. 1,000 MW, których ukończenie planowane jest na lata 2013-2021. W chwili obecnej projekty o łącznej mocy 131,5 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową, warunki przyłączenia i pozwolenia na budowę, projekty o łącznej mocy 255 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy, decyzję środowiskową oraz warunki przyłączenia, projekty o łącznej mocy 110 MW posiadają już miejscowy plan zabudowy i warunki przyłączenia, projekty o łącznej mocy 70 MW - miejscowy plan zabudowy i decyzję środowiskową, projekty o łącznej mocy 139 MW - miejscowy plan zabudowy, projekt o mocy 12 MW - warunki przyłączenia.

W dniu 2 sierpnia 2013 roku podpisano z Siemens Sp. z o.o. umowy dostawy i instalacji turbin wiatrowych dla dwóch projektów o łącznej mocy 66,7 MW, szerzej opisane w nocie nr 42 do śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. Realizacja budowy planowana jest na lata 2013-2014.

Zaawansowany jest również proces pozyskiwania finansowania na budowę ww. farm (łącznie wydatki inwestycyjne na poziomie ok. 480 mln zł).

#### BIOMASA ENERGETYCZNA

##### Biomasa Energetyczna

Zakład w Sępólnie Krajeńskim w bieżącym okresie operował poniżej wyników z zeszłego roku przede wszystkim ze względu na niską jakość słomy (duża wilgotność) oraz proporcjonalnie wyższe koszty produkcji (gorszy jakościowo surowiec zmniejsza wydajność urządzeń, co przekłada się na wzrost jednostkowych kosztów produkcji).

##### Biomasa Energetyczna Południe

W bieżącym okresie zakład pomimo zwiększenia wolumenu produkcji względem analogicznego okresu 2012 osiągnął gorsze wyniki co było między innymi spowodowane gorszą jakością słomy oraz zwiększonymi kosztami operacyjnymi (koszty energii oraz serwisu).

##### Biomasa Energetyczna Wschód

Minione 2 kwartały bieżącego roku są pierwszym pełnym półroczem funkcjonowania Zakładu GPBE Wschód. Docelowa wydajność zakładu to 60 000 ton/rok. GPBE Wschód działa w Specjalnej Strefie Ekonomicznej Europark Mielec, w podstrefie Zamość.

**5. Opis istotnych czynników ryzyka i zagrożeń, z określeniem, w jakim stopniu emitent jest na nie narażony**

**Ryzyka związane z otoczeniem, w jakim działa Grupa PEP S.A.**

Ryzyko konkurencji

Pozycja Grupy PEP w segmencie outsourcingu energetyki przemysłowej jest dominująca.

Biorąc pod uwagę atrakcyjność inwestowania na tym rynku, oczekiwać należy nasilenia się konkurencji, w tym ze strony silnych kapitałowo firm zagranicznych, co może mieć wpływ na możliwość pozyskiwania przez Grupę PEP kolejnych kontraktów outsourcingowych i atrakcyjność możliwości do wynegocjowania warunków realizacji kolejnych projektów.

Ze względu na wynikający z obowiązujących uregulowań prawnych systematyczny wzrost zapotrzebowania na energię wyprodukowaną ze źródeł odnawialnych, małą podaż tego rodzaju energii (Na przełomie 2012 i 2013 roku podaż przekroczyła popyt) i w konsekwencji oczekiwany wzrost jej cen, rośnie atrakcyjność inwestycji w produkcję energii ze źródeł odnawialnych. Należy zatem spodziewać się wzrostu konkurencji także w tym segmencie rynku. Emitent rozpoczął działalność w zakresie operowania farmami wiatrowymi i jest w trakcie developmentu kolejnych farm wiatrowych. Ze względu na ograniczenia klimatyczne i środowiskowe Polski, właśnie to źródło, poza spalaniem biomasy, postrzegane jest jako dające największe możliwości produkowania energii „zielonej” w Polsce. Jest prawdopodobne, że inwestycjami w budowę farm wiatrowych zainteresowane będą zachodnioeuropejskie i amerykańskie firmy posiadające doświadczenie w tej dziedzinie zdobyte na innych rynkach.

Niezwykle istotna dla opłacalności inwestycji w produkcję energii wiatrowej jest odpowiednia lokalizacja obiektów. Emitent zawarł umowę (na zasadach prawa pierwokupu) na prowadzenie rozwoju projektów farm wiatrowych ze spółką EPA Sp. z o.o., będącą czołowym deweloperem projektów wiatrowych w Polsce. Umowa ta daje mu dostęp do informacji o najlepszych lokalizacjach farm wiatrowych, do wyników pomiarów wiatrów dokonywanych w Polsce oraz do praktycznych doświadczeń realizacji farm wiatrowych w kraju, a tym samym zapewnia przewagę nad potencjalną konkurencją, gdyż zgromadzenie takich danych jest czasochłonne i kosztowne. Ponadto, Emitent zbudował w ramach własnej struktury organizacyjnej zespół developmentu projektów wiatrowych, który realizuje obecnie 13 projektów.

Grupa PEP zdobyła unikalne w Polsce doświadczenie w realizacji projektów outsourcingowych obejmujące zarówno przygotowywanie, jak i wdrażanie optymalnych dla klienta rozwiązań technologicznych oraz konstruowanie odpowiednich struktur prawnych, podatkowych i finansowych, co daje jej istotną przewagę konkurencyjną. Ponadto, Grupa PEP przykładą dużą wagę do dbałości o najwyższą jakość świadczonych usług, systematycznego podnoszenia kwalifikacji w zakresie nowoczesnych technologii oraz doskonalenia metod zarządzania.

#### Ryzyko związane z koniunkturą gospodarczą w Polsce

Na realizację założonych przez Grupę PEP celów strategicznych oraz na planowane wyniki finansowe wpływają między innymi czynniki makroekonomiczne, niezależne od działań spółek wchodzących w jej skład. Do czynników tych zaliczyć można wzrost produktu krajowego brutto, wskaźnik inflacji, ogólną kondycję polskiej gospodarki, zmiany legislacyjne. Niekorzystne zmiany wskaźników makroekonomicznych lub regulacji prawnych mogą wpłynąć na zmniejszenie planowanych przychodów Emitenta lub na zwiększenie kosztów jego działalności.

#### Ryzyko zmiany kursów walutowych

Część umów zawartych przez Grupę PEP z odbiorcami energii przewiduje dokonywanie płatności w EUR. Zmiana kursu EUR może zatem wpływać na wysokość przychodów uzyskiwanych przez Grupę w przeliczeniu na PLN.

Spółki z Grupy PEP ograniczają wpływ ryzyka walutowego na rentowność realizowanych projektów poprzez wykorzystanie narzędzia w postaci tzw. naturalnego hedgingu walutowego – w przypadku projektu, w którym otrzymywane płatności przeliczane są z walut obcych, większość kosztów związanych z budową, modernizacją i bieżącym funkcjonowaniem obiektu (elektrociepłowni lub farmy wiatrowej) ponoszona jest w tej samej walucie. Ponadto, kredyty na finansowanie projektu zaciągane są na w walucie, w której później denominowane są przychody.

Natomiast spółki z Grupy PEP nie stosują metod zabezpieczeń dla eliminacji niepieniężnych różnic powstałych z wyceny do wartości aktywów i zobowiązań niepieniężnych wyrażonych w walucie obcej na dzień bilansowy. Oszacowana przez Emitenta wrażliwość wyniku finansowego brutto (w związku ze zmianą wartości godziwej aktywów i zobowiązań pieniężnych) na racjonalnie możliwe wahania kursu EUR przy założeniu niezmienności innych czynników została przedstawiona w nocie 33 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

#### Ryzyko zmiany stóp procentowych

Udział długu w strukturze finansowania Grupy Kapitałowej jest wysoki. Zgodnie ze strategią Grupy PEP, zakładającą maksymalizację stopy zwrotu z kapitału własnego, przygotowywane projekty w ponad 50% finansowane są długiem. W myśl postanowień umów kredytowych zawartych przez poszczególne podmioty z Grupy Kapitałowej, odsetki należne z tytułu udzielonych kredytów ustalane są w oparciu o zmienne stopy procentowe. Znaczny wzrost rynkowych stóp procentowych ponad wartości prognozowane przez Emitenta i uwzględnione w budżetach projektów może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe osiąganego przez Grupę PEP. Emitent ma świadomość istnienia takiego ryzyka i stara się mu przeciwdziałać oraz zapobiegać ewentualnym, negatywnym skutkom poprzez ciągły monitoring sytuacji na rynku pieniężnym, efektywne zarządzanie finansami, a także wprowadzanie do umów zawieranych z klientami zapisów przewidujących partycypację klienta w ryzyku stopy procentowej.



Ryzyko wahań cen surowców i dostępności surowców wykorzystywanych w procesie produkcji

Obecnie Emitent oraz członkowie jego Grupy Kapitałowej wykorzystują do produkcji energii elektrycznej i ciepła następujące surowce energetyczne: gaz ziemny, gaz koksowniczy. Ponadto do produkcji peletu wykorzystywana jest biomasa rolnicza.

Do końca 2010 roku Grupa PEP do produkcji energii elektrycznej i ciepła wykorzystywała węgiel kamienny w EC Saturn i EC Jeziorna, od 2011 w związku ze sprzedażą EC Jeziorna – tylko w EC Saturn, a od maja 2012 w związku ze sprzedażą EC Saturn – przestała wykorzystywać węgiel w swojej działalności.

Grupa PEP wykorzystuje gaz ziemny jedynie w produkcji ciepła oraz energii elektrycznej w EC Zakrzów. Głównymi dostawcami paliwa gazowego w Polsce są spółki z grupy PGNiG, a paliwo to w przeważającej mierze pochodzi z importu z Rosji oraz w mniejszym stopniu wydobywane jest przez PGNiG. Ewentualne problemy PGNiG z dostarczeniem paliwa gazowego w ilości niezbędnej do pokrycia istniejącego zapotrzebowania mogą doprowadzić do ograniczenia dostaw paliwa gazowego do odbiorców. W takim przypadku Grupa PEP może nie wywiązać się z zobowiązania dostawy ciepła dla swojego kontrahenta.

Ryzyko ograniczenia dostaw jest minimalne, natomiast w związku z uwolnieniem cen gazu od 2014 r. spodziewane jest zwolnienie PGNiG z obowiązku taryfowania cen dla odbiorców powyżej 2,5 mln m<sup>3</sup> (W EC Zakrzów mamy roczne zużycie ok. 3,2 mln m<sup>3</sup>). Po uwolnieniu, spodziewany jest wzrost cen dla odbiorców przemysłowych (analogia do rynku e.e.). W przypadku wzrostu cen występuje minimum 30-45 dniowa inercja w procesie dostosowania taryfy na sprzedaż ciepła.

Grupa PEP Biomasa Energetyczna Północ (GPBE), Grupa PEP Biomasa Energetyczna Południe (GPBEP) oraz Grupa PEP Biomasa Energetyczna Wschód (GPBEW) – spółki zależne od Emitenta, produkują pellet z biomasy rolniczej na potrzeby energetyki. Pellet produkowany jest ze słomy zbożowej, kukurydzianej i rzepakowej. Głównymi dostawcami są rolnicy zlokalizowani wokół zakładów produkcyjnych. Na wielkość i cenę dostaw słomy negatywnie mogą wpłynąć wielkość zbiorów zbóż, kukurydzy i rzepaku oraz warunki pogodowe.

Emitent zabezpiecza się przed wystąpieniem tego ryzyka prowadząc dokładne badania i analizy dostępności słomy na lokalnych rynkach rolniczych. Dodatkowo Spółki wprowadzają formuły cenowe na dostawy pelletu dla swoich odbiorców, które zakładają, że cena pelletu będzie uzależniona zarówno od ceny słomy, jak i od wysokości wskaźnika inflacji.

Emitent oraz spółki z Grupy Kapitałowej stosują mechanizmy mające chronić przed negatywnymi następstwami związanymi z wahaniami cen wykorzystywanych surowców naturalnych. Co do zasady ceny sprzedawanej energii elektrycznej i ciepłej oraz paliwa z biomasy rolniczej powiązane są z cenami gazu ziemnego i słomy. Nie można jednak wykluczyć, iż mimo zastosowania mechanizmów ochronnych, wahania cen tych surowców mogą negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe Emitenta i Grupy Kapitałowej.

#### Ryzyko związane z polskim rynkiem energii

Rynek energii w Polsce jest rynkiem regulowanym jedynie częściowo. Podczas gdy rynek energii ciepłej jest rynkiem regulowanym, rynki energii elektrycznej i gazu są rynkami jedynie częściowo kontrolowanym przez powołane do tego organy władzy państwowej. Organem takim jest w szczególności Prezes Urzędu Regulacji Energetyki – centralny organ administracji rządowej powoływany przez Prezesa Rady Ministrów. Z mocy Prawa Energetycznego jest on właściwy do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Do zakresu kompetencji i obowiązków Prezesa URE należy m.in. udzielanie, zmiana i cofanie koncesji na wytwarzanie, magazynowanie, przesyłanie i obrót paliwami oraz energią, jak również kontrolowanie wykonywania przez podmioty podlegające zakresowi regulacji Prawa Energetycznego, obowiązków wynikających z tegoż aktu normatywnego i aktów wykonawczych. Do uprawnień Prezesa URE należy także uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, rozstrzyganie sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami i odbiorcami, a także zatwierdzanie i kontrolowanie taryf przedsiębiorstw energetycznych pod kątem ich zgodności z zasadami określonymi w odpowiednich przepisach, w szczególności z zasadą ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen. Prezes URE ma także prawo nakładać kary na przedsiębiorstwa koncesjonowane, w tym znaczące kary pieniężne. Emitent nie może zatem wyłączyć definitywnie ryzyka, iż Prezes URE wykorzysta swoje uprawnienia w stosunku do PEP i jego Grupy Kapitałowej w sposób dla nich niekorzystny. Emitent niweluje jednakże to ryzyko dokładając wszelkich starań, aby jego działalność zgodna była z obowiązkami wynikającymi z Prawa Energetycznego i aktów wykonawczych do tejże ustawy.

Z uwagi na znaczny stopień wdrożenia mechanizmów rynku konkurencyjnego w sektorze elektroenergetycznym, przedsiębiorstwa posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej są zwolnione z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej, przy czym nadal istnieje obowiązek taryfowania energii elektrycznej dostarczanej do gospodarstw domowych. Podkreślić jednakże należy, iż taryfy na energię elektryczną produkowaną przez PEP nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Pomimo faktu, iż Prawo Energetyczne nie wymaga zasadniczo zatwierdzenia taryf na energię elektryczną przez Prezesa URE, to taryfy te powinny być jednakże przygotowane zgodnie z zasadami i wytycznymi zawartymi w tym akcie prawnym oraz w aktach wykonawczych wydanych na jego podstawie.

W tym miejscu podkreślić należy, iż przepisy Prawa Energetycznego w obecnym brzmieniu, co do zasady, zapewniają pokrywanie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności. Latem 2013 r. Prezes URE zwolnił z obowiązku taryfowania sprzedawców gazu do odbiorców (zarówno spółki obrotu jak i przemysłowi odbiorcy końcowi) zakupujących powyżej 25 mln m<sup>3</sup> gazu. Od początku 2014 r. spodziewane jest dalsze zwolnienie dotyczące odbiorców zakupujących powyżej 2,5 mln m<sup>3</sup>. Może to spowodować wzrost cen gazu dla odbiorców przemysłowych.

Ewentualne zmiany mogą okazać się niekorzystne dla Emitenta, jednakże Emitent ma bardzo ograniczone możliwości realnego wpływu na decyzje podejmowane na szczeblu wspólnotowym i ogólnopolskim.

#### Ryzyko zatwierdzenia taryfy na ciepło przez Prezesa URE

Spółki Grupy PEP wytwarzające ciepło zobowiązane są do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży ciepła. Zgodnie z przepisami prawa taryfa powinna zapewniać pokrycie planowanych uzasadnionych kosztów wytworzenia ciepła w danym okresie taryfowym oraz zwrot na kapitale. Zatwierdzanie taryf przez Prezesa URE ma na celu ochronę odbiorców przed nieuzasadnionymi wzrostem cen ciepła. W praktyce taryfa kalkulowana jest przez Prezesa URE przy przyjęciu pewnych założeń, które mogą odbiegać od rzeczywistych kosztów działalności spółek Grupy PEP. W konsekwencji istnieje ryzyko zatwierdzenia przez Prezesa taryfy, która nie zapewni producentowi ciepła odpowiednio wysokiego wynagrodzenia na kapitale, a potencjalnie nawet pokrycia kosztów wytworzenia ciepła. Istnieje także ryzyko opóźnienia zatwierdzenia taryfy na nowy okres taryfowy, co w konsekwencji oznacza, że producent stosuje taryfę obowiązującą w okresie poprzednim, która może nie zapewniać odpowiedniego zwrotu na kapitale. Ziszczenie się powyższego ryzyka może skutkować osiągnięciem przez Grupę PEP wyników gorszych niż oczekiwane. Ryzyko związane z taryfą na ciepło dotyczy wyłącznie EC Zakrzów. Wpływ ziszczenia się tego ryzyka na wyniki Grupy PEP są ograniczone z uwagi na relatywnie niewielki udział elektrociepłowni w przychodach ze sprzedaży ciepła w łącznych przychodach Grupy.

#### Ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego w sektorze energetycznym

Działalność spółek z Grupy podlega licznym regulacjom krajowym, unijnym oraz międzynarodowym. Przepisy, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie, interpretacje, wytyczne itp., mające zastosowanie do prowadzonej przez Grupę działalności, podlegają częstym zmianom (Prawo Energetyczne wraz ze stosownymi aktami wykonawczymi podlegało istotnym zmianom kilkadziesiąt razy od czasu jego przyjęcia w 1997 roku). Szereg przepisów mających zastosowanie do działalności Grupy, zostało uchwalonych stosunkowo niedawno i nie wykształciła się praktyka w zakresie ich stosowania (co może powodować ryzyko niewłaściwej ich interpretacji i stosowania).

Istotne dla działalności Grupy są również decyzje podejmowane przez odpowiednie organy administracji, w szczególności Prezesa URE, które cechują się dużą uznaniowością i są często przedmiotem sporów sądowych. Grupę obciąża ryzyko niedostosowania prowadzonej działalności do zmieniających się przepisów i regulacji, ze wszystkimi tego konsekwencjami, oraz wydawania przez poszczególne organy i sądy decyzji lub orzeczeń niekorzystnych dla Grupy.

#### Ryzyko projektowanych zmian systemu wsparcia wytwarzania energii z odnawialnych źródeł zakładających ograniczenie systemu wsparcia dla dotychczas rozwijanych w Polsce technologii

Projekt Ustawy OZE wprowadza szereg zmian w zakresie systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii w stosunku do obecnie obowiązujących regulacji. Projektowane zmiany mogą okazać się niekorzystne dla inwestorów, w tym Grupy, realizujących inwestycje w obszarze odnawialnych źródeł energii. Zmiany te obejmują m.in.:

- ograniczenie okresu wsparcia w formule zielonych certyfikatów do 15 lat, liczonych od dnia oddania danej instalacji do użytkowania – co skutkuje ograniczeniem przychodów ze sprzedaży zielonych certyfikatów dla inwestycji, które funkcjonowałyby po upływie 15-letniego okresu;
- usunięcie mechanizmu waloryzacji wartości opłaty zastępczej (determinującej rynkową wartość zielonych certyfikatów) wskaźnikiem inflacji – a tym samym zmniejszenie strumienia przychodów z tytułu sprzedaży zielonych certyfikatów;
- wprowadzenie górnej granicy ceny sprzedaży energii elektrycznej poprzez wprowadzenie sankcji w postaci utraty prawa do zielonych certyfikatów za sprzedaż energii elektrycznej powyżej 105% wartości tzw. ceny urzędowej publikowanej przez Prezesa URE – a tym samym zmniejszenie strumienia przychodów z tytułu sprzedaży energii elektrycznej;

- (jako konsekwencja) ograniczenie swobody kontraktowania, a w określonych przypadkach konieczność rozwiązania bądź modyfikacji długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów;
- ustalenie współczynników korekcyjnych (które mają wpływ na liczbę uzyskiwanych certyfikatów) o wartości poniżej „1” dla inwestycji w obszarze lądowych farm wiatrowych, które nie zostaną oddane do użytkowania do dnia wejścia w życie Ustawy OZE – co skutkuje zmniejszeniem strumienia przychodów z tytułu sprzedaży zielonych certyfikatów przez takie instalacje.

Jeśli Ustawa OZE zostanie wprowadzona w życie w wersji podobnej do obecnie planowanej, lub ostateczne brzmienie projektowanych regulacji będzie bardziej niekorzystne, to zmiany systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii będą mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe spółek z Grupy zajmujących się eksploatacją farm wiatrowych. Trudniejsze niż obecnie będzie również uzyskiwanie finansowania dla nowych projektów odnawialnych źródeł energii, w tym farm wiatrowych.

#### Ryzyko nadpodaży na rynku zielonych certyfikatów i kształtowania się ich cen rynkowych

Obowiązujący w Polsce system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii opiera się w głównej mierze na systemie tzw. zielonych certyfikatów, czyli zbywalnych praw majątkowych przyznawanych wytwórcom za wytworzenie energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Popyt na zielone certyfikaty zapewniają podmioty (głównie sprzedawcy energii elektrycznej do odbiorców końcowych), które zgodnie z Prawem Energetycznym mają obowiązek umorzenia określonej liczby zielonych certyfikatów bądź uiszczenia stosownej opłaty zastępczej. Umorzenie zielonych certyfikatów jest przy tym rozwiązaniem, co do zasady, bardziej korzystnym ponieważ uprawnia dodatkowo do odliczenia akcyzy, z której energia odnawialna jest zwolniona (tj. odliczenia obecnie 20 zł/MWh). Jeżeli zielonych certyfikatów jest na rynku mniej niż wynikałoby to z obowiązku ich umorzenia bądź uiszczenia opłaty zastępczej, to rynkowa wartość takich zielonych certyfikatów jest zbliżona do wartości opłaty zastępczej, a nawet może ją przewyższać. Obecnie na rynku jest więcej zielonych certyfikatów niż wynika to z obowiązku ich umorzenia, co spowodowało, że ich rynkowa cena uległa znaczącemu obniżeniu i jest obecnie istotnie niższa niż wartość opłaty zastępczej. Nadpodaż zielonych certyfikatów może się pogłębić, co może spowodować dalszy spadek cen zielonych certyfikatów. Wobec braku mechanizmów regulacyjnych eliminujących zjawisko nadpodaży, nie można przewidzieć kiedy sytuacja na rynku się zmieni, nie można również wykluczyć, że po okresie stabilizacji (jeśli taki okres nastąpi) zjawisko nadpodaży nie wystąpi ponownie w przyszłości.

Obecnie na rynku istnieje znacząca nadwyżka podaży certyfikatów co ma negatywny wpływ na kształtowanie się ich cen rynkowych.

Załamanie się cen zielonych certyfikatów może mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe spółek z Grupy (nie mających zawartych długoterminowych umów sprzedaży energii i zielonych certyfikatów) zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz obrotem certyfikatami mających obowiązek ich zakupu po z góry określonych cenach, tj. spółek sprzedających zielone certyfikaty. Negatywne konsekwencje nadpodaży zielonych certyfikatów mogą również dotknąć spółki z Grupy, które rozwijają projekty OZE. Takim spółkom może być trudniej uzyskać finansowanie dla rozwijanych projektów, a rentowność tego rodzaju projektów może być znacząco ograniczona.

#### Ryzyko zmiany przepisów prawa

Pewne zagrożenie, w ocenie Emitenta, mogą stanowić częste zmiany przepisów prawa lub różne, często sprzeczne, jego interpretacje. Ewentualne zmiany, w szczególności przepisów dotyczących działalności gospodarczej i podatków, przepisów prawa pracy, prawa handlowego, w tym prawa spółek handlowych i prawa rynków kapitałowych, oraz przepisów prawa ochrony środowiska, mogą mieć negatywny skutek dla działalności prowadzonej przez Emitenta i jego Grupę Kapitałową. Podkreślenia wymaga fakt, iż przepisy prawa polskiego znajdują się w końcowej fazie okresu dostosowywania do wymogów prawa Wspólnot Europejskich, co nie pozostaje bez wpływu na środowisko prawne, w którym działa Grupa PEP. Ponadto prawo polskie ulega zmianie w związku aktami prawnymi na bieżąco wprowadzanymi w ramach regulacji wspólnotowych. W szczególności, wejście w życie nowych regulacji obrotu gospodarczego może wiązać się z problemami interpretacyjnymi, niekonsekwentnym orzecznictwem sądów, niekorzystnymi interpretacjami przyjmowanymi przez organy administracji publicznej.

Należy także podkreślić, iż działalność prowadzona przez Grupę Kapitałową Emitenta podlega, poza przepisami ogólnie regulującymi każdą działalność gospodarczą, specyficznym regulacjom wynikającym z przepisów Prawa Energetycznego i rozporządzeń wykonawczych wydanych na jego podstawie. Przepisy te są nieprecyzyjne, przez co ich jednoznaczna wykładnia nie jest często możliwa. Może to prowadzić do problemów związanych z ich stosowaniem. Przepisy te ulegają częstym zmianom, przez co otoczenie prawne działalności Emitenta nie jest w pełni stabilne. Istnieje w związku z tym ryzyko, iż w przyszłości zmiany polityki państwa oraz wiążące się z tym zmiany regulacji prawnych mogą negatywnie wpłynąć na działalność prowadzoną przez Emitenta i członków jego Grupy Kapitałowej.

#### Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego

Polski system podatkowy charakteryzuje się częstymi zmianami przepisów podatkowych, wiele z nich nie zostało sformułowanych w sposób dostatecznie precyzyjny i brak jest ich jednoznacznej wykładni. Interpretacje przepisów podatkowych ulegają częstym zmianom, a zarówno praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w sferze opodatkowania, są wciąż niejednolite. Jednym z aspektów niedostatecznej precyzji unormowań podatkowych jest brak przepisów przewidujących formalne procedury ostatecznej weryfikacji prawidłowości naliczenia zobowiązań podatkowych za dany okres. Deklaracje podatkowe oraz wysokość faktycznych wypłat z tego tytułu mogą być kontrolowane przez organy skarbowe przez pięć lat od końca roku, w którym minął termin płatności podatku.

Dzięki wejściu Polski do Unii Europejskiej polskie przepisy, w tym także podatkowe, zostały poddane procedurom dostosowania ich do norm unijnych oraz ujednolicenia z przepisami obowiązującymi w pozostałych krajach UE. Proces ten trwa do dzisiaj i daje realne szanse na dalszą stabilizację polskich przepisów podatkowych, co znacząco może zmniejszyć ryzyko niestabilności systemu podatkowego

Ryzyko związane z niestabilnością systemu podatkowego, a w szczególności ryzyko przyjęcia przez organy podatkowe odmiennej niż zakładana przez Emitenta interpretacji przepisów podatkowych, istnieje i może mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju Emitenta.

Ryzyko związane z koniecznością spełnienia wymogów przewidzianych przez przepisy dotyczące ochrony środowiska

Działalność gospodarcza prowadzona przez Emitenta oraz poszczególnych członków jego Grupy Kapitałowej poddana jest szeregowi regulacji prawnych z zakresu ochrony środowiska. W szczególności istnieje lub może powstać obowiązek uzyskania pozwoleń zintegrowanych, pozwoleń na emisję gazów lub pyłów do powietrza, czy pozwoleń na wytwarzania i zagospodarowanie odpadów. Ponadto, w związku ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>, koniecznym stało się uzyskanie zezwoleń na uczestnictwo w tym systemie handlu instalacji wykorzystywanych w działalności prowadzonej przez Emitenta lub podmiotów należących do jego Grupy Kapitałowej.

Spełnienie wymagań przewidzianych przepisami dotyczącymi ochrony środowiska może wiązać się z nakładami finansowymi na opracowanie wystąpień i przystosowanie instalacji do spełnienia wymagań. Na dzień zatwierdzenia Prospektu Emisyjnego, Emitent oraz podmioty zależne od niego uzyskały wszelkie pozwolenia wymagane w związku z ochroną środowiska.

Mechanizm handlu emisjami zapoczątkowany został 1 stycznia 2005 r. wejściem w życie Dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu i Rady Europy, transponowanej na grunt prawa polskiego Ustawą z 22 grudnia 2004 r. „O handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji”. Uchylona została ona Ustawą z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Aktualnie prowadzone są prace nad ustawą o handlu emisjami specyfikującą mechanizmy systemu handlu w okresie 2013-2020 (ETS III).

Dwa obiekty należące do Grupy PEP: EC Zakrzów (numer KPRU: PL 0075 05) i EL Mercury (numer KPRU: PL 0879 05) to instalacje spalania o nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW uczestniczące we wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji.

W obowiązującym okresie rozliczeniowym 2013-2020, zgodnie z Dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, zmienioną dyrektywą 2009/29/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 23 kwietnia 2009 r.:

- EC Zakrzów otrzymała wstępny coroczny przydział bezpłatnych uprawnień na mocy artykułu „10a” na poziomie 8 439 (2013-2020). Przy czym, za rok 2013 ilość przydzielonych uprawnień została zmniejszona o połowę ze względu na mniejszą produkcję ciepła przez Instalację w roku 2012. W przypadku zwiększenia produkcji, ilość uprawnień od roku 2014 pozostanie niezmienną: na poziomie 8 439 jednostek EUA.
- Na mocy art. „10c” -w ramach derogacji- Instalacja EL Mercury jako producent energii elektrycznej otrzymała wstępne przydziały emisji na poziomie 22 344 ( na 2013 r.) zmniejszające się do 0 w 2020r. Uprawnienia do emisji będą przydzielane elektrowniom zgodnie z zapisami nowej Ustawy o handlu uprawnieniami do emisji (mechanizm partycypacji w kosztach instalacji uwzględnionych w Krajowym Planie Inwestycyjnym).

Obie instalacje z dniem 1 stycznia 2013 r. funkcjonują w ramach nowych, zatwierdzonych przez właściwe organy planów monitorowania emisji CO<sub>2</sub> zgodnych z wymaganiami: Rozporządzenia Komisji (UE) nr 601/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie monitorowania i raportowania w zakresie emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady oraz Rozporządzeniem Komisji (UE) nr 600/2012 z dnia 21 czerwca 2012 r. w sprawie weryfikacji raportów na temat wielkości emisji gazów cieplarnianych i raportów dotyczących tonokilometrów oraz akredytacji weryfikatorów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Ryzyko związane z niestabilnością systemu handlu emisji, a w szczególności ryzyko wdrożenia legislacji odmiennej niż zakładana przez Emitenta interpretacji przepisów, istnieje i może mieć negatywny wpływ na działalność, wyniki, sytuację finansową oraz perspektywy rozwoju Emitenta.

## **Ryzyka związane z działalnością prowadzoną przez Emitenta**

### **Ryzyko związane z trudnościami pozyskania finansowania na realizowane inwestycje**

Emitent dąży do finansowania poszczególnych projektów w formule „project finance” z 70% - 80% udziałem finansowania zewnętrznego i 30%-20% udziałem własnym. Budowa kolejnych farm wiatrowych, bioelektrowni opalanych biomasą, modernizacja istniejących urządzeń oraz rozwój projektów związanych z outsourcingiem wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej będą wymagały znacznych środków na ich sfinansowanie. Nowe projekty będą finansowane poprzez kredyty bankowe, środki własne, emisję akcji (tylko pod warunkiem, że cena akcji będzie odzwierciedlać wartość godziwą spółki) oraz sprzedaż posiadanych udziałów w wybranych projektach.

Dotychczasowe doświadczenia Emitenta w przygotowaniu inwestycji i zabezpieczenia ich finansowania wskazują, iż profesjonalnie skonstruowane biznesplany projektów oraz utrzymywanie dobrych relacji z instytucjami finansowymi umożliwiają zapewnienie finansowania poszczególnych projektów na odpowiednim poziomie.

W przypadku pojawienia się trudności z pozyskaniem podmiotów zainteresowanych nabyciem udziałów, niedojścia emisji akcji do skutku, trudności z pozyskaniem kredytów bankowych Grupa PEP ma możliwość przesunięcia w czasie realizacji poszczególnych projektów inwestycyjnych. W przypadku zaistnienia takich okoliczności, Emitent będzie rozważał inne formy finansowania planowanych projektów, łącznie z rozważeniem czasowego odwrócenia proporcji pomiędzy udziałami sprzedawanymi i zatrzymywanymi.

### **Ryzyko niepowodzenia nowych projektów**

Grupa PEP prowadzi intensywny plan rozwoju i realizuje znaczącą liczbę inwestycji w segmentach outsourcingu energetyki, developmentu i budowy farm wiatrowych oraz produkcji pelletu z biomasy rolniczej. Projekty realizowane przez Emitenta wymagają poniesienia znaczących nakładów inwestycyjnych. Nakłady są szczególnie wysokie w przypadku developmentu i budowy farm wiatrowych, a więc obszaru, w którym Emitent planuje rozwijać się i prowadzi obecnie wiele projektów. Emitent podejmuje decyzje o rozpoczęciu fazy developmentu na podstawie szczegółowych modeli finansowych oraz ekspertyz i analiz technicznych, które są tworzone przez wyspecjalizowany Departament Business Development. Powyższe analizy uwzględniają wiele założeń, w tym założenia wolumenu produkcji energii elektrycznej, przychodów ze sprzedaży, kosztów wytworzenia, kwoty wymaganej inwestycji i kosztów jej finansowania. Istnieje ryzyko przyjęcia przez Emitenta założeń bardziej korzystnych niż rzeczywiste, co spowoduje osiągnięcie przez Grupę PEP niższego niż zakładano zwrotu na inwestycji w dany projekt. Ponadto, koszty przygotowania projektu, jeszcze przed rozpoczęciem fazy jego developmentu, są również znaczące zwłaszcza w segmencie budowy farm wiatrowych. Niepowodzenie projektu oznacza brak możliwości odzyskania tych wydatków.

Departament Business Development posiada duże doświadczenie we wszystkich aspektach przygotowywania i wdrażania projektu, takich jak development, działalność operacyjna obiektów, finansowanie. Emitent systematycznie doskonali metody zarządzania projektami i starannie dobiera lokalizacje pod inwestycje w farmy wiatrowe, tak, aby zminimalizować ryzyko osiągania niesatysfakcjonującego zwrotu na inwestycji oraz ryzyko ponoszenia znaczących kosztów przygotowania projektu bez uprawdopodobnienia możliwości wdrożenia projektu. Ponadto, Emitent zawarł umowę na prowadzenie rozwoju projektów farm wiatrowych ze spółką EPA Sp. z o.o., będącą czołowym deweloperem projektów wiatrowych w Polsce. Umowa ta daje mu dostęp do informacji o najlepszych lokalizacjach farm wiatrowych, do wyników pomiarów wiatrów dokonywanych w Polsce oraz do praktycznych doświadczeń realizacji farm wiatrowych w kraju.

#### Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji planów inwestycyjnych

Jednym z kluczowych elementów strategii rozwoju Grupy PEP są inwestycje dotyczące outsourcingu energetyki przemysłowej oraz energetyki ze źródeł odnawialnych.

W przypadku opóźnień w realizacji projektów inwestycyjnych lub ich niezrealizowania, istnieje ryzyko nieosiągnięcia w wyznaczonym terminie zakładanych celów operacyjnych, co w efekcie spowoduje osiąganie przez Emitenta gorszych wyników finansowych, niż miałyby to miejsce w przypadku planowanego zakończenia inwestycji.

Grupa, zmierzając do realizacji wytyczonych planów inwestycyjnych, podejmuje działania mające na celu minimalizację ww. ryzyka (m.in. precyzyjne planowanie i analiza czynników mogących mieć wpływ na osiąganie stawianych celów, bieżący monitoring realizowanych wyników oraz niezwłoczne reagowanie na sygnały wskazujące, iż osiągnięcie postawionych celów może być zagrożone). Zarząd Spółki szczególnie starannie przygotowuje proces realizacji poszczególnych projektów, dopracowując wszelkie szczegóły inwestycji od strony technologicznej i zapewniając im odpowiednie finansowanie.

#### Ryzyko konkurencji w pozyskiwaniu lokalizacji na projekty farm wiatrowych

Ze względu na wzmocnienie systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej w UE i Polsce wzrosła atrakcyjność finansowa projektów wiatrowych i w konsekwencji wzrasta konkurencja w pozyskiwaniu lokalizacji. Jednak, ze względu na rozpoczęcie działalności w obszarze developmentu farm wiatrowych już w 2003 roku, Spółka posiada doświadczenie w pozyskiwaniu lokalizacji oraz szeroki portfel zdefiniowanych projektów wiatrowych. Ponadto na chwilę obecną, na podstawie umowy z EPA, Spółka posiada prawo pierwokupu po ustalonej stałej cenie min. 266 MW projektów. Ponadto, Emitent zbudował w ramach własnej struktury organizacyjnej zespół developmentu projektów wiatrowych, który realizuje obecnie 13 projektów. Dlatego też, Spółka uważa, że będzie w stanie ukończyć zakładany development ok. 1,500 MW do 2016 roku (łącznie z dotychczas sprzedanymi i wybudowanymi farmami).

#### Ryzyko związane z uzależnieniem od kluczowych odbiorców

Każdy z projektów outsourcingu energetyki przemysłowej opracowywanych i wdrażanych przez Emitenta jest przygotowywany dla (w praktyce) jednego lub kilku odbiorców – przedsiębiorstw produkcyjnych. W miarę rozwoju działalności Grupy Kapitałowej, realizacji kolejnych projektów outsourcingowych oraz ekspansji na rynku produkcji energii ze źródeł odnawialnych, udział poszczególnych odbiorców w strukturze przychodów będzie maleł. Obecnie tylko jeden odbiorca w strukturze przychodów ze sprzedaży ogółem Grupy przekroczył 10 % przychodów.

#### Ryzyko związane z kondycją finansową klientów

W segmencie outsourcingu energetyki przemysłowej Grupa PEP uzyskuje przychody w oparciu o zawierane z jednym lub kilkoma odbiorcami długoterminowe umowy dostaw energii elektrycznej i ciepłej. Kondycja finansowa klientów i ich zdolność do regulowania zobowiązań wobec PEP ma zatem kluczowe znaczenie dla powodzenia projektów, wyników finansowych osiąganych przez Grupę PEP, a także dla kondycji finansowej Grupy PEP. Także gwałtowne zmniejszenie zużycia energii przez klienta może mieć wpływ na efektywność produkcji energii. Przed zawarciem kontraktów outsourcingowych i rozpoczęciem inwestycji Emitent dokonuje kompleksowej weryfikacji potencjalnych klientów, czasem także z udziałem konsultantów zewnętrznych, pod kątem ich zdolności do wywiązywania się ze zobowiązań wobec PEP, a także perspektyw kształtowania się sytuacji w branżach, w których działają. Grupa PEP dobiera klientów z zachowaniem wszelkiej staranności z branż o dobrym potencjale rynkowym. Emitent szczegółowo analizuje proces technologiczny oraz zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą klienta, a rozpoczęcie projektu poprzedza kilkumiesięczna współpraca obu stron.



#### Ryzyko związane z sezonowością działalności

Warunki wietrzne determinujące produkcję energii elektrycznej farm wiatrowych charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym warunki wietrzne są znacząco lepsze niż w okresie wiosenno-letnim. Emitent podjął decyzję o budowie farm wiatrowych w lokalizacjach wskazanych w oparciu o profesjonalne pomiary wiatru potwierdzone przez niezależnych i renomowanych ekspertów. Nie można jednak wykluczyć, że rzeczywiste warunki wietrzności będą odbiegać od przyjętych w modelach przygotowanych na potrzeby realizacji poszczególnych inwestycji.

Ponadto zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło klientów Grupy PEP charakteryzują się nierównym rozkładem w okresie roku. W okresie jesienno-zimowym zapotrzebowanie na ciepło jest znacząco większe niż w okresie wiosenno-letnim.

#### Ryzyko związane z czasowym wstrzymaniem produkcji w wyniku awarii, zniszczeniem lub utratą majątku

Poważna awaria, uszkodzenie, utrata części lub całości rzeczowego majątku trwałego posiadanego przez Grupę PEP, może spowodować czasowe wstrzymanie produkcji. W tym przypadku Grupa może mieć trudności z terminową realizacją umów, co z kolei może pociągać za sobą konieczność zapłaty kar umownych. Taka sytuacja może spowodować nie tylko obniżenie jakości obsługi klientów, ale także istotne pogorszenie wyników finansowych. Grupa posiada ubezpieczenie na wypadek utraty marży brutto oraz ubezpieczenie majątku, stąd uszkodzenie, zniszczenie lub jego awaria zostaną co najmniej częściowo skompensowane otrzymanym odszkodowaniem.

W opinii Emitenta oraz członków jego Grupy Kapitałowej zawarli oni umowy ubezpieczenia, które w wystarczającym zakresie chronią ich przed ryzykami związanymi z prowadzoną działalnością gospodarczą. Nie można jednak z całą pewnością wykluczyć, że wysokość szkód spowodowanych wystąpieniem zdarzeń objętych ochroną ubezpieczeniową może przekroczyć limity ubezpieczenia, które zostały objęte polisą. Dodatkowo nie można wykluczyć wystąpienia zdarzenia, które nie będzie objęte ubezpieczeniem, co może zmusić Spółkę do ponoszenia znacznych nakładów na pokrycie szkody.

#### Ryzyko związane z utratą kluczowych pracowników

Działalność Emitenta i spółek z Grupy Kapitałowej prowadzona jest przede wszystkim w oparciu o wiedzę i doświadczenie wysoko wykwalifikowanej kadry pracowniczej. Ze względu na niedobór na rynku pracy ekspertów wyspecjalizowanych w obszarze outsourcingu energetyki przemysłowej oraz na możliwe działania konkurencji, zarówno obecnej jak i przyszłej, mające na celu przejęcie tych specjalistów poprzez oferowanie im konkurencyjnych warunków pracy i płacy istnieje ryzyko odejścia pracowników o kluczowym znaczeniu z punktu widzenia rozwoju Emitenta i Grupy Kapitałowej. Mogłoby to mieć wpływ na wyniki i realizację strategii Emitenta. Ryzyko to jest ograniczane przez:

- wysoką, wewnętrzną kulturę organizacyjną Emitenta, dzięki której pracownicy identyfikują się ze Spółką,
- odpowiednie kształtowanie motywacyjno – lojalnościowego systemu wynagrodzeń,
- program motywacyjny w oparciu o opcje na akcje dla kluczowych pracowników,
- zarządzanie wiedzą i szeroki program szkoleń.

Ryzyko związane z działalnością operacyjną w elektrociepłowniach

W pracy elektrociepłowni istnieją zagrożenia nieosiągnięcia planowanej sprawności i dyspozycyjności obiektów oraz niedotrzymania warunków kontraktowych dostaw energii. Doświadczenie Emitenta pokazuje, że ryzyko wystąpienia niespodziewanych awarii skutkujących przekroczeniem budżetów operacyjnych w obiektach jest małe. W ramach ograniczania tego ryzyka PEP S.A. doskonalili procedury eksploatacji oraz zawiera umowy ubezpieczenia lub stosuje zapisy kontraktowe pozwalające przenieść ewentualne dodatkowe koszty na podwykonawców.

Ryzyko wynikające z zabezpieczania przepływów środków pieniężnych

Na dzień 30 czerwca 2013 roku, Grupa nie posiadała instrumentów pochodnych wyznaczonych na instrumenty zabezpieczające dla celów stosowania zasad rachunkowości zabezpieczeń przepływów pieniężnych

**6. Zestawienie stanu posiadania akcji emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące emitenta na dzień przekazania raportu półrocznego, wraz ze wskazaniem zmian w stanie posiadania, w okresie od przekazania poprzedniego raportu rocznego, odrębnie dla każdej z osób**

Na dzień przekazania raportu półrocznego, podobnie jak na dzień przekazania poprzedniego raportu rocznego osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadały akcji emitenta lub uprawnień do nich.

**7. Wskazanie akcjonariuszy posiadających, bezpośrednio lub pośrednio przez podmioty zależne, co najmniej 5 % w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu emitenta, wraz ze wskazaniem liczby posiadanych przez te podmioty akcji, ich procentowego udziału w kapitale zakładowym, liczby głosów z nich wynikających i ich procentowego udziału w ogólnej liczbie głosów na walnym zgromadzeniu oraz wskazanie zmian w strukturze własności znacznych pakietów akcji emitenta w okresie od przekazania poprzedniego raportu kwartalnego;**

Informacje na temat akcjonariatu Emitenta zostały przedstawione w notce 17.2 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

**8. Wskazanie postępowań toczących się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej, z uwzględnieniem informacji w zakresie:**

- a. postępowania dotyczącego zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem: przedmiotu postępowania oraz stanowiska emitenta,

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

- b. dwu lub więcej postępowań dotyczących zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta, z określeniem łącznej wartości postępowań odrębnie w grupie zobowiązań oraz wierzytelności wraz ze stanowiskiem emitenta w tej sprawie oraz, w odniesieniu do największych postępowań w grupie zobowiązań i grupie wierzytelności – ze wskazaniem ich przedmiotu, wartości przedmiotu sporu, daty wszczęcia postępowania oraz stron wszczętego postępowania

Nie wystąpiły postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych emitenta.

- c. inne postępowania

Spółka zależna Spółki – Interpep Sp. z o.o. dochodzi zapłaty przez swojego kontrahenta kwoty 500.000,00 zł. W sprawie wydany został nakaz zapłaty, od którego dłużnik wniósł zarzuty. Sprawa w toku.

Spółka zależna Spółki – Grupa PEP – Biomasa Energetyczna Południe Sp. z o.o. dochodzi od swoich kontrahentów zapłaty, łącznie, 120.000,00 zł tytułem zwrotu zapłaconych zaliczek. Sprawy w toku.

- 9. Informacje o zawarciu przez emitenta lub jednostkę od niego zależnej jednej lub wielu transakcji z podmiotami powiązanymi, jeżeli pojedynczo lub łącznie są one istotne i zostały zawarte na innych niż rynkowe warunkach, z wyjątkiem transakcji zawieranych przez emitenta będącego funduszem z podmiotem powiązanym, wraz ze wskazaniem ich wartości, przy czym informacje dotyczące poszczególnych transakcji mogą być zgrupowane według rodzaju, z wyjątkiem przypadku, gdy informacje na temat poszczególnych transakcji są niezbędne dla zrozumienia ich wpływu na sytuację majątkową, finansową i wynik finansowy emitenta**

Informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi Emitenta zostały przedstawione w notcie 36 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

- 10. Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej**

Informacje o udzieleniu przez emitenta lub przez jednostkę od niego zależną poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji – łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej zostały przedstawione w notach 22 i 24 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

- 11. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta**

Zdaniem Emitenta nie występują informacje poza tymi zaprezentowanymi w Prospekcie Emisyjnym, Raportach Bieżących i Okresowych, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań Emitenta.

- 12. Wskazanie czynników, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej jednego kwartału**

W ocenie Spółki w perspektywie kolejnych kwartałów istotny wpływ na osiągane wyniki (skonsolidowane i jednostkowe) będą miały następujące czynniki:

- sytuacja makroekonomiczna Polski
- ostateczny kształt Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz Rozporządzeń związanych z tą Ustawą
- ceny certyfikatów za „zieloną energię”
- poziom wietrzności w rejonie lokalizacji farm wiatrowych Puck, Łukaszów i Modlikowice
- ewentualne wahania cen gazu ziemnego, biomasy i dostępności tych surowców
- kondycja finansowa klientów Spółki
- możliwość pozyskania finansowania na projekty
- poziomy kursu EURO.