PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Oferta do 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda

Niniejszy dokument stanowi prospekt emisyjny („**Prospekt**") w formie jednolitego dokumentu w rozumieniu art. 21 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 roku, Nr 184, poz. 1539, z późn. zm.) („**Ustawa o Ofercie**").

Niniejszy Prospekt został sporządzony w związku z pierwszą ofertą publiczną („**Oferta**", „**Oferta Globalna**", „**Oferta Publiczna**") do 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda („**Akcje Oferowane**") spółki PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. („**Spółka**", „**PGE**" lub „**Emitent**", a wraz z podmiotami zależnymi objętymi konsolidacją „**Grupa**" lub „**Grupa PGE**") oraz w związku z dopuszczeniem do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („**GPW**") 1.470.576.500 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10 PLN każda („**Akcje Istniejące**"), do 259.513.500 Akcji Oferowanych oraz do 259.513.500 praw do Akcji Oferowanych („**PDA**", „**Prawa do Akcji**"). W ramach Oferty mogą zostać podjęte działania mające na celu przekazanie informacji o Ofercie kwalifikowanym nabywcom instytucjonalnym („**Kwalifikowani Nabywcy Instytucjonalni**", „**KNI**") w Stanach Zjednoczonych Ameryki w rozumieniu i zgodnie z Przepisem 144A amerykańskiej ustawy o papierach wartościowych z 1933 roku (*Securities Act of 1933*), z późn. zm. („**Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych**") oraz innym inwestorom instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Rzeczypospolitej Polskiej) zgodnie z Regulacją S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych (razem „**Oferta Międzynarodowa**"). W celu prowadzenia takich ograniczonych działań promocyjnych w ramach Oferty Międzynarodowej, zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, w których takie działania będą prowadzone, został sporządzony międzynarodowy dokument marketingowy w języku angielskim (tzw. *International Offering Circular*), który nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez Komisję Nadzoru Finansowego („**KNF**") ani inny organ nadzoru. Prospekt nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez organ nadzoru inny niż KNF, ani notyfikacji do organu nadzoru w żadnym innym państwie niż Rzeczpospolita Polska. Inwestorzy zagraniczni będą uczestniczyć w Ofercie na zasadach opisanych w Prospekcie.

Ostateczna liczba Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej zostanie ustalona po zakończeniu procesu budowania księgi popytu na potrzeby oferty instytucjonalnej („**Oferta Instytucjonalna**"). Przewiduje się, że 10% Akcji Oferowanych zostanie zaoferowanych inwestorom indywidualnym („**Inwestorzy Indywidualni**"). Pozostałe Akcje Oferowane zostaną zaoferowane inwestorom instytucjonalnym („**Inwestorzy Instytucjonalni**"). Do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych Spółka, w porozumieniu z menedżerami oferty („**Menedżerowie Oferty**"), podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych, które zostaną zaoferowane odpowiednio Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym, przy czym Inwestorom Indywidualnym może zostać ostatecznie zaoferowane 10% Akcji Oferowanych lub mniej lub więcej niż 10% Akcji Oferowanych. Informacja na temat ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej wraz z informacją o liczbie Akcji Oferowanych, które będą oferowane odpowiednio Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie najpóźniej w dniu zakończenia procesu budowy księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Inwestorom, którzy złożą swoje zapisy przed przekazaniem do publicznej wiadomości powyższych informacji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3) Ustawy o Ofercie. W zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa informacja na temat wyników subskrypcji i przydziału zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie raportu bieżącego („**Raport Bieżący**").

Cena emisyjna („**Cena Emisyjna**") Akcji Oferowanych, które zostaną przydzielone Inwestorom Indywidualnym nie będzie wyższa niż cena maksymalna wynosząca 23,00 złotych („**Cena Maksymalna**"). W odniesieniu do Akcji Oferowanych, które mają zostać objęte przez Inwestorów Instytucjonalnych cena maksymalna nie zostanie ustalona. Oznacza to, że Cena Emisyjna Akcji Oferowanych dla Inwestorów Instytucjonalnych może być wyższa od Ceny Emisyjnej Akcji Oferowanych dla Inwestorów Indywidualnych. Dla potrzeb budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych ustalono orientacyjny przedział cenowy od 17,50 złotych do 23,00 złotych.

Cena Emisyjna dla Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona przez Spółkę w porozumieniu z Menedżerami Oferty, niezwłocznie po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Informacja na temat Ceny Emisyjnej zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie.

Na mocy niniejszego Prospektu Spółka złoży wniosek o dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW Praw do Akcji w liczbie równej liczbie Akcji Oferowanych, które zostaną przydzielone inwestorom, wniosek o dopuszczenie Akcji Oferowanych oraz o dopuszczenie Akcji Istniejących będących własnością Skarbu Państwa („**Skarb Państwa**", „**Główny Akcjonariusz**"). Przewiduje się, że obrót Prawami do Akcji na GPW rozpocznie się w terminie około 2 tygodni od dnia przydziału Akcji Oferowanych. Do czasu wygaśnięcia Praw do Akcji i zastąpienia ich Akcjami Oferowanymi, co nastąpi po zarejestrowaniu przez sąd rejestrowy podwyższenia kapitału w drodze emisji Akcji Oferowanych, Akcje Oferowane ani Akcje Istniejące nie będą wprowadzane do obrotu na GPW.

Prospekt został zatwierdzony w dniu 9 października 2009 roku przez KNF, będącą organem nadzoru nad rynkiem finansowym w Polsce („**dzień Prospektu**").

Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, ani przez właściwy do spraw papierów wartościowych organ nadzoru któregokolwiek stanu lub którejkolwiek jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki, i nie mogą być oferowane, sprzedawane, zastawiane i w inny sposób zbywane na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, chyba że w ramach wyjątku od wymogu rejestracji przewidzianego w Amerykańskiej Ustawie o Papierach Wartościowych lub w ramach transakcji wyłączonych spod tego wymogu, pod warunkiem zachowania zgodności z właściwymi przepisami prawa regulującymi obrót papierami wartościowymi w którymkolwiek stanie lub jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki. W Stanach Zjednoczonych Ameryki Akcje Oferowane są oferowane wyłącznie Kwalifikowanym Nabywcom Instytucjonalnym w rozumieniu Przepisu 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, w ramach oferty prywatnej korzystającej z wyłączenia z obowiązku rejestracji na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. Poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki Akcje Oferowane są oferowane w oparciu o Regulację S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. Akcje podlegają określonym ograniczeniom w zakresie sprzedaży, możliwości oferowania, składania zapisów i rozporządzania. Szczegółowe informacje zamieszczone są w punkcie 5 w Rozdziale XXIII Prospektu.

Prospekt nie stanowi oferty sprzedaży ani zaproszenia do składania ofert objęcia lub kupna Akcji Oferowanych w jakiejkolwiek jurysdykcji, w której prawo zabrania składania takiej oferty lub zaproszenia.

Inwestowanie w Akcje Oferowane wiąże się z określonym ryzykiem. Podejmując decyzję inwestycyjną inwestor powinien opierać się na własnej analizie Spółki oraz warunkach Oferty, z uwzględnieniem związanych z nią czynników ryzyka. Informacje na temat czynników ryzyka, które należy uwzględnić przy podejmowaniu decyzji o inwestycji w Akcje Oferowane, zamieszczone są w Rozdziale II Prospektu. Przed podjęciem decyzji o inwestycji w Akcje Oferowane zalecamy inwestorom staranne zapoznanie się z całym niniejszym dokumentem, włącznie z jego załącznikami.

W związku z Ofertą nie przewiduje się podejmowania działań w celu stabilizacji kursu Akcji lub PDA.

Współkoordynatorzy Oferty, Współzarządzający Budowaniem Księgi Popytu oraz Menedżerowie Oferty

UniCredit CAIB Poland S.A. (Oferujący) **Goldman Sachs International**

SPIS TREŚCI

I. PODSUMOWANIE ... 7
1. Wprowadzenie ... 7
2. Polski rynek energetyczny ... 9
3. Przewagi konkurencyjne ... 9
4. Strategia i program inwestycyjny ... 10
5. Główni akcjonariusze oraz transakcje z podmiotami powiązanymi ... 11
6. Zarząd PGE ... 11
7. Podsumowanie czynników ryzyka ... 11
8. Wybrane historyczne skonsolidowane informacje finansowe Grupy ... 14
9. Kapitał zakładowy i rozwodnienie ... 18
10. Harmonogram i podsumowanie Oferty ... 19
11. Biegły rewident ... 22

II. CZYNNIKI RYZYKA ... 23
1. Czynniki ryzyka związane z rynkiem, na którym Grupa PGE prowadzi działalność ... 23
2. Czynniki ryzyka związane z Ofertą, rynkiem kapitałowym i wtórnym obrotem Akcjami ... 48

III. WYKORZYSTANIE ŚRODKÓW ... 53

IV. ROZWODNIENIE ... 55

V. WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT ... 56

VI. DYWIDENDA I POLITYKA W ZAKRESIE DYWIDENDY ... 58
1. Polityka wypłaty dywidendy ... 58
2. Informacja na temat wypłat dywidendy za lata 2006-2008 ... 58
3. Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa ... 59
4. Informacja o prawach do dywidendy oraz o prawach do zaliczki na poczet dywidendy z Akcji, w tym Akcji Oferowanych ... 59

VII. HISTORIA EMITENTA I OBECNA STRUKTURA GRUPY PGE ... 60
1. Kluczowe etapy i daty dotyczące utworzenia Grupy PGE ... 60
2. Emitent i Grupa PSE ... 60
3. PSE Operator i wydzielenie OSP ... 60
4. Wniesienie akcji spółek PGE Energia i PGE GiE do Emitenta ... 61
5. Wydzielenie OSD i restrukturyzacja grupy PGE Energia ... 61
6. Integracja Grupy PGE ... 62

VIII. OTOCZENIE PRAWNE ... 69
1. Informacje ogólne ... 69
2. Przepisy dotyczące sektora górnictwa ... 69
3. Przepisy dotyczące sektora elektroenergetycznego ... 71
4. Przepisy dotyczące energetyki jądrowej ... 75
5. Taryfy ... 75
6. Kontrakty długoterminowe (KDT) ... 80
7. Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji ... 83
8. Ochrona środowiska ... 85
9. Inne regulacje ... 92

IX. KAPITALIZACJA I ZADŁUŻENIE ... 97
1. Oświadczenie o wysokości kapitału obrotowego ... 97
2. Kapitalizacja i zadłużenie ... 97
3. Zadłużenie pośrednie i warunkowe ... 99

X. WYBRANE HISTORYCZNE SKONSOLIDOWANE INFORMACJE FINANSOWE GRUPY ... 100
1. Wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 i 2009 roku według MSSF ... 101
2. Przedstawienie wpływu zaktualizowanego MSR 1 na prezentowane skonsolidowane wyniki finansowe ... 102
3. Wybrane skonsolidowane dane bilansowe za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku według MSSF ... 102
4. Wybrane skonsolidowane dane finansowe z rachunku przepływów pieniężnych wg MSSF ... 103

XI. OMÓWIENIE I ANALIZA SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ WYNIKÓW DZIAŁALNOŚCI PRZEZ ZARZĄD SPÓŁKI ... 104
1. Informacje ogólne ... 104
2. Zastosowanie MSSF po raz pierwszy ... 104
3. Połączenia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą ... 104
4. Wartość godziwa lub przeszacowanie do zakładanego kosztu ... 105
5. Istotne zasady rachunkowości według MSSF ... 106
6. Kluczowe czynniki oraz wydarzenia wpływające na wyniki działalności i sytuację finansową Grupy w latach 2006, 2007, 2008 oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku ... 109

7. Wyniki działalności operacyjnej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku z danymi porównawczymi za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku (według MSSF) ... 118
8. Istotne zdarzenia następujące po dniu bilansowym ... 180

XII. OTOCZENIE RYNKOWE ... 181
1. Otoczenie konkurencyjne Emitenta w Polsce i Europie ... 181
2. Surowce ... 185
3. Wytwarzanie energii elektrycznej ... 191
4. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej ... 198
5. Obrót energią elektryczną oraz instrumentami powiązanymi ... 202

XIII. OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY ... 205
1. Wprowadzenie ... 205
2. Przewagi konkurencyjne ... 206
3. Strategia Grupy PGE ... 207
4. Główne linie biznesowe Grupy PGE ... 213
5. Koncesje ... 230
6. Kluczowi dostawcy surowców ... 232
7. Uzależnienie od umów oraz nowych procesów produkcyjnych ... 233
8. Środowisko ... 234
9. Badania i rozwój ... 238
10. Własność intelektualna ... 239
11. Systemy informatyczne wspomagające działalność Grupy PGE ... 239
12. Ubezpieczenia ... 240
13. Pracownicy ... 240
14. Istotne postępowania sądowe, arbitrażowe i administracyjne ... 244
15. Majątek ... 247

XIV. ISTOTNE UMOWY ... 250
1. Umowy dostawy paliw dla wytwórców energii elektrycznej ... 250
2. Informacja o umowach sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez spółki z Grupy PGE ... 254
3. Informacja o umowach zawartych przez spółki z Grupy PGE z PSE Operator (OSP) ... 256
4. Umowy dotyczące finansowania PGE i Istotnych Spółek Zależnych ... 257
5. Umowy dotyczące realizacji inwestycji przez Elektrownię Bełchatów ... 264
6. Umowy zawarte przez PGE i spółki z Grupy PGE w związku z wydzieleniem OSP i OSD oraz utworzeniem Grupy PGE ... 265
7. Umowy dotyczące Polkomtel ... 267
8. Historyczne kontrakty eksportowe z udziałem PGE ... 268

XV. ZARZĄD I RADA NADZORCZA ... 270
1. Zarząd ... 270
2. Rada Nadzorcza ... 272
3. Członkowie kierownictwa PGE ... 276
4. Komitety i ład korporacyjny ... 276
5. Akcje posiadane przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej ... 277
6. Wynagrodzenia członków Zarządu i Rady Nadzorczej ... 277
7. Informacje w sprawie zamiaru uczestniczenia w Ofercie Publicznej przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej ... 280
8. Oświadczenie dotyczące członków Zarządu i Rady Nadzorczej ... 280

XVI. STRUKTURA AKCJONARIATU ... 281
1. Jedyny akcjonariusz Spółki ... 281
2. Mechanizmy zapobiegające nadużywaniu kontroli ... 281
3. Ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką ... 281
4. Opis wszelkich ustaleń dotyczących uczestnictwa pracowników w kapitale Emitenta ... 281

XVII. TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI ... 283
1. Wprowadzenie ... 283
2. Transakcje dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego ... 283
3. Transakcje ze spółkami obszarowymi ... 287
4. Transakcje poręczeń i gwarancji ... 287
5. Transakcje związane z tworzeniem i przekształcaniem Grupy PGE ... 287
6. Transakcje z PGE-Serwis Sp. z o.o. ... 289
7. Transakcje wypłat dywidend na rzecz Emitenta ... 289
8. Wynagrodzenia i transakcje z członkami Zarządu i Rady Nadzorczej ... 290
9. Pozostałe transakcje ... 293

XVIII. OPIS AKCJI I KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO ... 295
1. Kwestie ogólne ... 295
2. Umowy akcjonariuszy oraz ograniczenia związane ze strukturą akcjonariatu ... 296
3. Ograniczenia zbywalności Akcji ... 296
4. Prawa akcjonariuszy związane z Walnym Zgromadzeniem ... 296
5. Prawo do dywidendy ... 302
6. Prawa związane z likwidacją Spółki ... 304
7. Prawo poboru ... 304
8. Umorzenie i zamiana Akcji ... 304
9. Przymusowy wykup Akcji na żądanie akcjonariusza większościowego ... 304
10. Przymusowy odkup Akcji na żądanie akcjonariusza mniejszościowego ... 305
11. Rewident do spraw szczególnych ... 305
12. Zniesienie dematerializacji Akcji ... 306
13. Obowiązek notyfikacji powstania stosunku dominacji wynikający z KSH ... 307
14. Obowiązki notyfikacyjne dotyczące nabywania i zbywania znacznych pakietów Akcji wynikające z Ustawy o Ofercie ... 307
15. Wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę Akcji przewidziane przez Ustawę o Ofercie ... 308
16. Regulacje dotyczące ceny akcji w wezwaniu ... 311
17. Stanowisko zarządu spółki publicznej, której akcje są objęte wezwaniem, dotyczące ogłoszonego wezwania ... 312
18. Szczególne przypadki stosowania przepisów Ustawy o Ofercie dotyczących wezwań do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji oraz przymusowego wykupu i odkupu ... 312
19. Obowiązek notyfikacyjny wynikający z regulacji antymonopolowych ... 313

XIX. POLSKI RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH ... 315
1. Wprowadzenie ... 315
2. Regulacje rynkowe ... 315
3. Obrót papierami wartościowymi oraz rozliczanie transakcji ... 315

XX. OGRANICZENIA DEWIZOWE I DOTYCZĄCE INWESTYCJI ZAGRANICZNYCH W POLSCE ... 317

XXI. OPODATKOWANIE ... 318
1. Informacje na temat potrącanych u źródła podatków od dochodu uzyskiwanego z Akcji/opodatkowania w Polsce dochodów z posiadania i obrotu Akcjami ... 318
2. Zasady opodatkowania dochodów z posiadania Akcji ... 318
3. Dochody z posiadania Akcji uzyskiwane przez osoby zagraniczne (osoby fizyczne i osoby prawne) nie podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu ... 318
4. Zwolnienie z podatku dochodowego dochodów z posiadanych Akcji uzyskanych przez krajowe i zagraniczne osoby prawne ... 319
5. Dochody z obrotu Akcjami – zasady opodatkowania ... 319
6. Podatek od czynności cywilnoprawnych ... 320
7. Podatek od spadków i darowizn ... 321
8. Odpowiedzialność za potrącanie podatków u źródła przez Emitenta ... 321

XXII. WARUNKI OFERTY I ZASADY DYSTRYBUCJI ... 322
1. Oferta ... 322
2. Umowa Subemisyjna ... 323
3. Działania stabilizacyjne ... 323
4. Przewidywany harmonogram Oferty ... 323
5. Cena Maksymalna ... 324
6. Ustalenie Ceny Emisyjnej ... 324
7. Ostateczna liczba Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej ... 324
8. Zasady składania zapisów ... 324
9. Zasady płatności za Akcje Oferowane ... 325
10. Przydział Akcji Oferowanych ... 325
11. Rozliczenie ... 326
12. Warunki odstąpienia od przeprowadzenia lub zawieszenia Oferty ... 326
13. Notowanie Akcji i PDA ... 326
14. Umowy ograniczające zbywalność ... 327
15. Koszty Oferty ... 327
16. Powiązania w ramach innych transakcji ... 327

XXIII. OGRANICZENIA W DYSTRYBUCJI AKCJI OFEROWANYCH ... 328
1. Informacje dla potencjalnych inwestorów w Polsce ... 328
2. Informacje dla potencjalnych inwestorów w EOG ... 328
3. Informacje dla potencjalnych inwestorów w Wielkiej Brytanii ... 328
4. Informacje dla osób w Australii, Kanadzie i Japonii ... 329
5. Informacje dla osób w Stanach Zjednoczonych Ameryki ... 329

6. Informacja dla mieszkańców stanu New Hampshire ... 329
7. Ograniczenie zbywalności Akcji w świetle Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych ... 329
8. Przepis 144A ... 330
9. Regulacja S ... 331
XXIV. KWESTIE PRAWNE ... 332
1. Biegli rewidenci ... 332
2. Eksperci ... 332
3. Doradcy uczestniczący w realizacji Oferty ... 333
4. Dokumenty udostępnione do wglądu ... 333
XXV. OŚWIADCZENIE NA PODSTAWIE ROZPORZĄDZENIA 809 ... 335
1. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. ... 335
2. Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k. ... 336
3. UniCredit CAIB Poland S.A. ... 337
4. Goldman Sachs International ... 338
XXVI. WAŻNE INFORMACJE ... 339
XXVII. INFORMACJA O EMITENCIE ORAZ O UDZIAŁACH POSIADANYCH PRZEZ EMITENTA ... 344
1. Firma, siedziba, adres, forma prawna oraz regulacje prawne stanowiące podstawę działalności Emitenta ... 344
2. Data utworzenia Emitenta i czas, na jaki Emitent został utworzony ... 344
3. Przedmiot działalności Emitenta ... 344
4. Struktura Grupy Kapitałowej Emitenta ... 345
5. Informacja o udziałach Emitenta w Spółkach Zależnych oraz o udziałach Emitenta w innych podmiotach, w których łączny udział Grupy PGE w kapitale wynosi powyżej 10% ... 348
XXVIII. DEFINICJE ... 361
XXIX. CZĘŚĆ FINANSOWA ... F-1
XXX. ZAŁĄCZNIKI ... Z-1
ZAŁĄCZNIK 1 RAPORTY EKSPERTA
ZAŁĄCZNIK 2 ODPIS Z REJESTRU PRZEDSIĘBIORCÓW EMITENTA
ZAŁĄCZNIK 3 STATUT EMITENTA
ZAŁĄCZNIK 4 UCHWAŁA EMISYJNA
ZAŁĄCZNIK 5 UCHWAŁA O ZMIANIE STATUTU Z DNIA 3 WRZEŚNIA 2009 ROKU

I. PODSUMOWANIE

Poniższe podsumowanie należy traktować jako wprowadzenie do Prospektu. Decyzja inwestycyjna odnośnie do papierów wartościowych objętych Prospektem powinna być każdorazowo podejmowana w oparciu o treść całego Prospektu, w tym czynników ryzyka oraz sprawozdań finansowych i informacji dodatkowych do sprawozdań finansowych zamieszczonych w Prospekcie. Inwestor wnoszący powództwo odnoszące się do treści Prospektu ponosi koszt ewentualnego tłumaczenia Prospektu przed rozpoczęciem postępowania przed sądem. Osoby, które sporządziły niniejsze podsumowanie, łącznie z jego tłumaczeniem, ponoszą odpowiedzialność jedynie za szkodę wyrządzoną w przypadku, gdy podsumowanie wprowadza w błąd, jest niedokładne lub sprzeczne z pozostałymi częściami Prospektu.

1. Wprowadzenie

Grupa PGE jest największym holdingiem energetycznym w Polsce i jednym z największych w Europie Środkowej i Wschodniej pod względem zainstalowanych mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii.

Grupa PGE jest przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo i prowadzi działalność w pięciu głównych liniach biznesowych (segmentach): (i) Wydobycie i Wytwarzanie, które obejmuje wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, (ii) Energetyka Odnawialna – wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, (iii) Obrót Hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi, (iv) Dystrybucja energii elektrycznej oraz (v) Sprzedaż Detaliczna energii elektrycznej. Oprócz powyższych pięciu głównych linii biznesowych, Grupa PGE prowadzi również działalność w innych obszarach, w tym w obszarze telekomunikacji. Istotną część działalności Grupy PGE stanowi działalność regulowana, która wymaga uzyskania koncesji, zatwierdzania taryf oraz posiadania szeregu innych decyzji i zezwoleń administracyjnych.

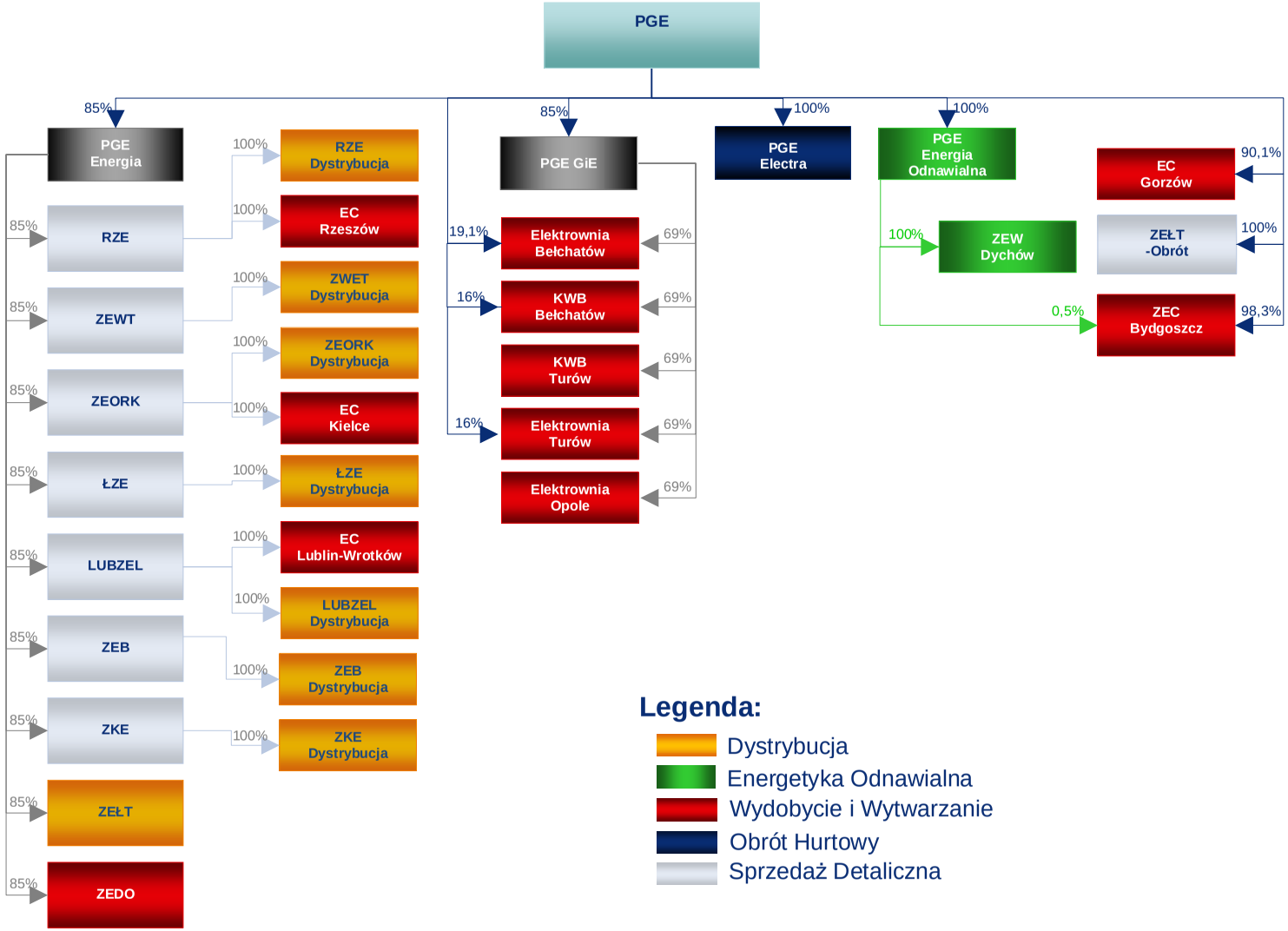
W 2008 roku skonsolidowane przychody Grupy PGE ze sprzedaży wyniosły 20.597,8 mln PLN, skonsolidowany zysk operacyjny powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 5.846,5 mln PLN, natomiast skonsolidowany zysk brutto i netto (z działalności kontynuowanej) wyniósł odpowiednio 3.169,5 mln PLN i 2.670,2 mln PLN. W okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku skonsolidowane przychody Grupy PGE ze sprzedaży wyniosły 11.100,1 mln PLN, skonsolidowany zysk operacyjny powiększony o amortyzację (EBITDA) wyniósł 4.208,4 mln PLN, natomiast skonsolidowany zysk brutto i netto (z działalności kontynuowanej) wyniósł odpowiednio 2.875,2 mln PLN i 2.306,0 mln PLN.

Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej Grupy PGE na koniec 2008 roku wynosiła około 12,4 GW, co stanowiło około 35% udziału w krajowych mocach osiągalnych. Na dzień 30 czerwca 2009 roku wielkości te nie uległy istotnej zmianie. W roku 2008 podmioty z Grupy PGE wytworzyły łącznie około 56 TWh netto energii elektrycznej, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku – 26,4 TWh. W roku 2008 całkowita łączna osiągalna moc wytwórcza ciepła Grupy PGE wynosiła około 4 GW, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku pozostała na zbliżonym poziomie.

Grupa PGE w obecnym kształcie powstała w 2007 roku, w efekcie realizacji rządowej strategii dla sektora elektroenergetycznego określonej w Programie dla elektroenergetyki. W ramach Grupy PGE Emitent stanowi spółkę holdingową dla 81 Spółek Zależnych, w tym 33 Istotnych Spółek Zależnych. Dzisiejsza struktura i organizacja Grupy PGE jest wynikiem realizacji czterech kluczowych etapów: (i) utworzenia Emitenta; (ii) utworzenia spółki PSE Operator, operatora systemu przesyłowego (OSP) jako spółki zależnej Emitenta oraz procesu, którego wynikiem było własnościowe wydzielenie OSP z Grupy Kapitałowej Emitenta; (iii) wniesienia 85%-procentowych pakietów akcji spółek PGE Energia oraz PGE GiE do Emitenta; oraz (iv) procesu, którego efektem było organizacyjno-prawne wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w ramach pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa – Grupy PGE.

W skład akcjonariatu wielu z istotnych spółek z Grupy PGE, obok PGE wchodzą także Skarb Państwa oraz pracownicy lub ich następcy prawni. W szczególności, na dzień Prospektu Skarb Państwa posiada zarówno wszystkie akcje Emitenta, jak również pakiety akcji niektórych Istotnych Spółek Zależnych, w tym spółek z segmentów Wydobycie i Wytwarzanie, Sprzedaż Detaliczna i Dystrybucja. Intencją Zarządu jest doprowadzenie do uproszczenia struktury właścicielskiej Grupy. Szczegółowy skład Grupy oraz czynniki wpływające na oczekiwane zmiany struktury właścicielskiej Grupy w przyszłości są przedstawione w Rozdziałach VII i XXVII Prospektu. Poniżej przedstawiono schemat przedstawiający uproszczoną strukturę kapitałową Grupy na dzień 30 września 2009 roku wskazujący na Istotne Spółki Zależne (z wyjątkiem Exatel) prowadzące działalność w każdej z głównych linii biznesowych Grupy PGE oraz udział Emitenta (oraz innych podmiotów z Grupy) w ich kapitale. W ocenie Emitenta informacje przedstawione na wykresie nie uległy istotnej zmianie na dzień Prospektu.

Wykres 1: Uproszczona struktura Grupy na dzień 30 września 2009 roku, przedstawiająca Istotne Spółki Zależne (z wyjątkiem Exatel) prowadzące działalność w każdej z głównych linii biznesowych Grupy PGE oraz udział Emitenta (oraz innych podmiotów z Grupy) w ich kapitale



Źródło: Emitent

W skład Grupy PGE wchodzą dwie duże kopalnie węgla brunatnego (KWB Bełchatów, największa kopalnia odkrywkowa węgla brunatnego w Polsce i jedna z największych w Europie, oraz KWB Turów), 4 elektrownie (w tym Elektrownia Bełchatów, największa elektrownia opalana węglem brunatnym w Polsce i jedna z największych w Europie), 10 elektrociepłowni, 36 elektrowni wodnych, 1 farma wiatrowa, 8 operatorów systemu dystrybucyjnego, 8 Spółek Sprzedaży Detalicznej – spółek obrotu energią elektryczną na rynku detalicznym, spółka obrotu hurtowego (PGE Electra) oraz podmioty działające w innych branżach (w tym w sektorze telekomunikacji).

Podstawowym paliwem dla elektrowni z Grupy PGE jest węgiel brunatny i węgiel kamienny, natomiast dla elektrociepłowni węgiel kamienny i gaz ziemny. Węgiel brunatny jest pozyskiwany z własnych złóż przez kopalnie KWB Bełchatów i KWB Turów. W roku 2008 podmioty z Grupy PGE wydobyły łącznie 45,1 mln ton węgla brunatnego, co stanowiło blisko 76% łącznego wydobycia węgla brunatnego w Polsce, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 21,2 mln ton. Łączna wielkość zasobów przemysłowych węgla brunatnego posiadanych przez KWB Bełchatów i KWB Turów wynosiła 1.364,22 mln ton według stanu na dzień 31 lipca 2009 roku (w tym złoża w Polu Bełchatów – 262,75 mln ton, w Polu Szczerców – 720,61 mln ton, złoża Turów – 380,86 mln ton).

Ważnym elementem działalności Grupy PGE jest dystrybucja energii elektrycznej. Na dzień 30 czerwca 2009 roku sieć dystrybucyjna Grupy PGE obejmowała swoim zasięgiem obszar ponad 122 tys. km^2, co stanowi około 38% powierzchni kraju, składała się z linii energetycznych o łącznej długości około 270 tys. km (wyłączając przyłącza) i ponad 86 tys. stacji elektroenergetycznych. Łączny udział Grupy PGE w polskim rynku dystrybucji energii elektrycznej, według ilości energii dostarczonej do odbiorców końcowych, wynosi około 26%.

W roku 2008 Grupa PGE, poprzez Spółki Sprzedaży Detalicznej, PGE Electra oraz spółki z obszaru wydobycia i wytwarzania, sprzedała łącznie blisko 31 TWh energii elektrycznej do ponad 5 mln odbiorców końcowych, zarówno gospodarstw domowych, jak i klientów biznesowych. Dodatkowo w 2008 roku Grupa PGE sprzedała łącznie blisko 22 mln GJ ciepła. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa PGE sprzedała łącznie 15 TWh energii elektrycznej do ponad 5 mln odbiorców końcowych. W tym samym okresie Grupa PGE sprzedała łącznie ponad 12 mln GJ ciepła.

2. Polski rynek energetyczny

Polski sektor elektroenergetyczny jest jednym z dziesięciu największych w Europie. Zgodnie z danymi ARE (Informacja statystyczna o energii elektrycznej (Tablica 3), grudzień 2008 rok, elektrownie zawodowe, przemysłowe i niezależne pozostałe) według stanu na koniec 2008 roku łączna krajowa moc zainstalowana wynosiła około 35,9 GWe. Około 90% energii elektrycznej produkowane jest w jednostkach wytwórczych dysponowanych centralnie przez OSP (tj. jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci od 400 kV do 110 kV). Wysoki poziom wykorzystania zdolności produkcyjnych, a także oczekiwany dalszy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w połączeniu z niezbędnymi odstawieniami przestarzałych bloków energetycznych stwarza konieczność budowy nowych mocy wytwórczych. Budowa nowych mocy wytwórczych oraz rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego jest uznawana za jedno z najważniejszych zadań, przed którymi stoi sektor elektroenergetyczny w Polsce.

Na tym tle polski rynek energetyczny w ostatnich latach przechodził szereg reform zmierzających do jego liberalizacji. Do najważniejszych wydarzeń tego okresu, mających wpływ na obecny kształt rynku, zaliczyć należy wydzielenie prawne operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (unbundling OSP i OSD), rozwiązanie KDT i jednoczesne wprowadzenie systemu rekompensat, a także uwolnienie cen energii we wszystkich grupach taryfowych, z wyjątkiem grupy taryfowej G obejmującej głównie gospodarstwa domowe. Obok zmian systemowych polski rynek energetyczny przeszedł także szereg zmian strukturalnych, które w wyniku procesu integracji poziomej zakładów energetycznych, a następnie pionowej wytwórców, spółek dystrybucyjnych i spółek obrotu doprowadziły do powstania czterech zintegrowanych pionowo grup energetycznych, w tym Grupy PGE. Równolegle trwała częściowa prywatyzacja sektora energetycznego, w ramach której inwestorzy nabywali od Skarbu Państwa akcje niektórych spółek z sektora elektroenergetycznego. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie 1.2. w Rozdziale XII Prospektu.

Istotny wpływ na kształt i kierunek rozwoju polskiego rynku energetycznego ma także stopniowe zaostrzanie szeregu wymogów środowiskowych, w szczególności dotyczących emisji CO_2, NO_X, SO_2 oraz minimalnego udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji w koszyku energii sprzedawanej odbiorcom końcowym. W tym zakresie prosimy porównać punkt 8 w Rozdziale VIII oraz punkt 8 w Rozdziale XIII Prospektu.

3. Przewagi konkurencyjne

Grupa PGE posiada następujące przewagi konkurencyjne:

Grupa PGE jest największym holdingiem energetycznym na polskim rynku i jednym z największych w Europie Środkowej i Wschodniej.

- Grupa PGE jest liderem wśród polskich grup energetycznych. Udział Grupy PGE w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na koniec 2008 roku mierzony produkcją energii elektrycznej netto wyniósł około 42%. Pod względem posiadanych mocy wytwórczych Grupa PGE plasuje się na 13. miejscu w Unii Europejskiej.
- Korzyści skali płynące z rozmiarów działalności Grupy PGE przekładają się na umocnienie jej pozycji wobec dostawców paliw, surowców i technologii.

Grupa PGE jest zintegrowaną pionowo grupą energetyczną, która posiada atrakcyjne aktywa w obszarze wydobycia, wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną.

- Grupa PGE dysponuje dwiema największymi w Polsce kopalniami węgla brunatnego, najtańszego z paliw w krajowej energetyce konwencjonalnej, co znacząco ogranicza zależność Grupy od dostawców oraz ryzyka wahań cen innych paliw. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku blisko 68% energii elektrycznej wytwarzanej było przez Grupę PGE w oparciu o własne zasoby węgla brunatnego.
- Grupa PGE jest jedyną krajową grupą energetyczną posiadającą nadwyżkę energii produkowanej w stosunku do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym, co umożliwia lokowanie własnej energii na rynkach hurtowych, a ograniczenia dostępności transgranicznych mocy przesyłowych ograniczają ryzyko konkurencji związanej z importem tańszej energii spoza kraju.
- Grupa PGE posiada moce wytwórcze wytwarzające energię elektryczną w oparciu o różne technologie, pracujące w obciążeniu podstawowym, a także elektrownie szczytowo-pompowe. Łączna moc osiągalna Grupy PGE wynosi około 12,4 GW. Na tle krajowej konkurencji Grupa PGE dysponuje relatywnie nowymi i zdywersyfikowanymi pod względem technologicznym aktywami wytwórczymi.
- Integracja pionowa wytwarzania energii z dostępem do końcowych odbiorców stanowi zabezpieczenie zbytu dla znacznej części działalności wytwórców Grupy.
- Działalność dystrybucyjna Grupy PGE przynosi stabilne przychody.

Potencjał związany z planami rozwoju mocy wytwórczych i posiadanym doświadczeniem w tym zakresie.

- Grupa PGE opracowała plany inwestycyjne zmierzające do zwiększenia mocy wytwórczych Grupy w związku z rosnącym, w okresie długoterminowym, popytem krajowym, co pozwoli Grupie PGE zachować czołową pozycję rynkową. Grupa PGE dysponuje dużym doświadczeniem wynikającym z realizacji złożonych przedsięwzięć energetycznych, obecnie prowadzi budowę bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów – jednego z największych w Europie.
- Grupa PGE ma możliwość instalowania nowych mocy wytwórczych w obecnych lokalizacjach, co w przyszłości będzie przekładać się na skrócenie okresu realizacji inwestycji oraz zmniejszenie ich kosztów.
- Dzięki doświadczeniu w obszarze wydobycia Grupa PGE ma także możliwość wykorzystania znaczących polskich zasobów węgla brunatnego wynoszących w Polsce łącznie 14 mld ton, w złożach udokumentowanych (przy około 60 mln ton krajowego zużycia w 2008 roku).

Znaczący potencjał finansowy zapewnia możliwość dynamicznego rozwoju – zarówno organicznego, jak i przez przejęcia.

- Wyniki Grupy PGE dają możliwość uzyskiwania wysokiej rentowności, EBITDA Grupy PGE w 2008 roku wyniosła 5.846,5 mln PLN, zaś marża EBITDA 28,4%. Z kolei w pierwszym półroczu 2009 roku EBITDA Grupy wyniosła 4.208,4 mln PLN, zaś marża EBITDA wzrosła do 37,9%.
- Trwająca integracja Grupy oraz optymalizacja jej struktury i kosztów operacyjnych według różnych szacunków dają możliwość uzyskania dalszych oszczędności w wysokości do 1 mld PLN w ciągu trzech lat od zakończenia procesu konsolidacji.
- Sytuacja finansowa Grupy pozwala na realizowanie ambitnych planów inwestycyjnych, w tym poprzez przejęcia i realizację wspólnych przedsięwzięć zarówno w Polsce, jak i w całym regionie. Przy sumie bilansowej na koniec 2008 roku w kwocie 47.192,3 mln PLN, kapitałach własnych w wysokości około 30.175,6 mln PLN, Grupa PGE ma duży potencjał finansowania inwestycji zarówno z własnych środków, jak i ze źródeł zewnętrznych.

4. Strategia i program inwestycyjny

Nadrzędnym celem Grupy PGE jest zwiększanie jej wartości poprzez zyskowne zaspokajanie potrzeb odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Strategia Grupy PGE zakłada cztery główne kierunki działań, które mają zapewnić wzrost wartości Grupy:

- ekspansja krajowa i zagraniczna (rozwijanie zdywersyfikowanego portfela mocy wytwórczych poprzez budowę nowych jednostek wytwarzających energię z wykorzystaniem paliw konwencjonalnych, odnawialnych źródeł energii oraz technologii jądrowej); przygotowanie się do uruchomienia programu budowy elektrowni jądrowych w Polsce; budowa i pozyskiwanie jednostek wytwórczych wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych (elektrownie wiatrowe – morskie i lądowe, elektrociepłownie wykorzystujące biomasę, biopaliwa, biogaz, współspalanie oraz elektrownie wodne); zapewnienie posiadania znacznych własnych zasobów paliw energetycznych; inwestycje w rozwój sieci dystrybucyjnych; akwizycje w Polsce oraz w krajach Europy Środkowej i Wschodniej (w tym w Niemczech);
- budowa firmy zintegrowanej (wdrożenie optymalnej struktury zarządczej; centralizacja wybranych funkcji; uporządkowanie struktury kapitałowej);
- poprawa efektywności (realizacja synergii integracyjnych; obniżenie kosztów wydobycia węgla brunatnego, wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i wytwarzania ciepła; optymalizacja inwestycji);
- poprawa konkurencyjności i otoczenia regulacyjnego (utworzenie konkurencyjnych służb handlowych; wspieranie budowy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej).

Program inwestycyjny Grupy PGE ma umożliwić osiągnięcie kluczowych celów wyznaczonych w strategii Grupy PGE. Program inwestycyjny na lata 2009-2012 zakłada przeznaczenie kwoty około 38,9 mld PLN na wzrost organiczny, przejęcia wybranych przedsiębiorstw oraz projekty JI/CDM. W ramach powyższej kwoty Grupa PGE planuje zainwestować: (i) około 8,2 mld PLN w budowę nowych elektrowni konwencjonalnych opalanych paliwami kopalnymi, (ii) około 8,9 mld PLN w budowę odnawialnych źródeł energii – głównie lądowych i morskich elektrowni wiatrowych, instalacji biogazowych oraz małych elektrowni wodnych, (iii) około 9,5 mld PLN w modernizację istniejących aktywów wydobywczych i wytwórczych, (iv) około 2 mld PLN na inwestycje w nowe technologie wytwarzania energii (w tym blok IGCC, instalację CCS) oraz wstępne prace przygotowawcze do budowy elektrowni jądrowych; jak również (v) około 5,5 mld PLN w modernizację i rozwój aktywów dystrybucyjnych. Ponadto Grupa PGE w programie inwestycyjnym na lata 2009-2012 planuje przeznaczenie dodatkowej kwoty do 4,8 mld PLN na przejęcia wybranych przedsiębiorstw oraz projekty JI/CDM i inwestycje w obszarze obrotu hurtowego i detalicznego. Z uwagi na specyfikę procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym Grupa PGE planuje znaczące nakłady inwestycyjne w okresach dłuższych, sięgających kilkunastu lat. Specyfika procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym, jak również wieloletnie okresy ich przygotowania i realizacji, a także zmienne w czasie uwarunkowania ekonomiczne i prawne sprawiają jednak, że nie wszystkie rozważane i przygotowywane projekty inwestycyjne Grupa PGE będzie kierować do realizacji.

5. Główni akcjonariusze oraz transakcje z podmiotami powiązanymi

Według stanu na dzień Prospektu jedynym akcjonariuszem Spółki jest Skarb Państwa posiadający 100% Akcji w kapitale zakładowym oraz ogólnej liczbie głosów w Spółce. Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie są uprzywilejowane, w szczególności co do prawa głosu lub dywidendy.

W okresie objętym historycznymi informacjami finansowymi za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz w 2009 roku do dnia Prospektu, Emitent był stroną szeregu transakcji z podmiotami powiązanymi w rozumieniu MSR 24 (Międzynarodowy Standard Rachunkowości 24), w tym z podmiotami wchodzącymi w skład Grupy, członkami organów Emitenta oraz Skarbem Państwa i jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa. Transakcje zawierane z podmiotami powiązanymi dotyczyły głównie: zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych, dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego, serwisowania i administrowania siecią przesyłową, poręczeń i gwarancji, przekształceń Grupy PGE, świadczenia usług, wypłaty dywidend oraz umów z członkami organów PGE. W ocenie Spółki transakcje z podmiotami powiązanymi zawierane były na warunkach rynkowych lub w oparciu o koszty wytworzenia lub według innych zasad wynikających z wytycznych Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) w sprawie cen transferowych, Ustawy PDOP oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 10 października 1997 roku w sprawie sposobu i trybu określania dochodów podatników w drodze oszacowania cen w transakcjach dokonywanych przez tych podatników (Dz.U. z 1997 roku, Nr 128, poz. 833, z późn. zm.).

6. Zarząd PGE

W skład Zarządu wchodzą obecnie następujące osoby:

– Pan Tomasz Zadroga, Prezes Zarządu;

– Pan Marek Szostek, Wiceprezes Zarządu;

– Pan Piotr Szymanek, Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych;

– Pan Wojciech Topolnicki, Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i Finansów;

– Pan Marek Trawiński, Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych.

Informacje na temat praktyk funkcjonowania organów Emitenta, w tym kwestie dotyczące wynagrodzenia, zawarte zostały w Rozdziale XV Prospektu.

7. Podsumowanie czynników ryzyka

Inwestycja w Akcje Oferowane wiąże się z wieloma rodzajami ryzyk. Przedstawione poniżej czynniki ryzyka mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy:

7.1. Czynniki ryzyka związane z rynkiem, na którym Grupa PGE prowadzi działalność

7.1.1. Czynniki ryzyka dotyczące Polski – kraju siedziby Emitenta

- Ryzyko polityczne
- Ryzyko makroekonomiczne
- Ryzyko niestabilnego systemu prawnego

7.1.2. Czynniki ryzyka dotyczące polskiego sektora elektroenergetycznego i wydobywczego

- Ryzyko zmian prawa i innych regulacji dotyczących naszej działalności, a także zmian ich interpretacji lub stosowania
- Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji
- Ryzyko związane ze stosowaniem taryf i obowiązkiem przedkładania taryf do zatwierdzenia
- Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną
- Ryzyko związane z zależnością wyników (przychodów) Grupy od czynników zewnętrznych
- Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi
- Ryzyko awarii, w tym awarii systemowych (tzw. black-out), katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych i innych podobnych zdarzeń
- Ryzyko rosnącej konkurencji
- Ryzyka związane z działaniami operatorów systemów przesyłowych
- Ryzyko unbundlingu własnościowego w odniesieniu do działalności dystrybucyjnej
- Ryzyko wprowadzenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu lub za pośrednictwem giełdy

7.1.3. Czynniki ryzyka dotyczące Emitenta i Grupy PGE

- Ryzyko braku pełnej kontroli nad Spółkami Zależnymi PGE
- Ryzyko nieuregulowanego stanu prawnego wykorzystywanych nieruchomości
- Ryzyko roszczeń byłych właścicieli w odniesieniu do części naszych nieruchomości
- Ryzyko niewystarczających zapasów paliw
- Ryzyko przerwania dostaw paliw do naszych elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni
- Ryzyko związane z pozyskiwaniem finansowania
- Ryzyko związane z naruszeniem warunków umów dotyczących finansowania zawartych przez Elektrownię Bełchatów
- Ryzyko niezrealizowania lub niepełnego zrealizowania strategii Grupy PGE
- Ryzyko długotrwałej i kosztownej konsolidacji Grupy PGE
- Ryzyko dotyczące połączenia PGE z PGE GiE oraz PGE Energia na mocy Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących
- Ryzyko związane z przeglądami, remontami i modernizacjami
- Ryzyko sporów zbiorowych
- Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi
- Ryzyko braku możliwości pozyskania nowej lub utraty obecnej kadry
- Ryzyko związane z decydującym wpływem Skarbu Państwa jako akcjonariusza Emitenta po przeprowadzeniu Oferty Globalnej
- Ryzyko związane z wykonywaniem uprawnień przez Skarb Państwa na podstawie Ustawy o Złotej Akcji
- Ryzyko związane ze statusem spółki holdingowej
- Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych
- Ryzyko związane z niedozwoloną pomocą publiczną
- Ryzyko związane z regulacjami nakładającymi obowiązek zapewniania wystarczającej liczby świadectw pochodzenia
- Ryzyko związane z kosztami rekultywacji
- Ryzyko związane z rozwiązaniem KDT
- Ryzyko związane z przepisami dotyczącymi zamówień publicznych
- Ryzyko braku integracji systemów informatycznych oraz zróżnicowanego i niedostatecznego poziomu serwisowania systemów i innych rozwiązań informatycznych
- Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej

- Ryzyko związane z transakcjami między spółkami z Grupy PGE
- Ryzyko kwestionowania niektórych transakcji
- Ryzyko związane z prawem do naszej firmy lub znaków towarowych zawierających oznaczenie „PGE"
- Ryzyko solidarnej odpowiedzialności z PSE Operator
- Ryzyka związane z transakcjami finansowymi
- Ryzyko związane z kontraktami EFET zawartymi z udziałem PGE Electra
- Ryzyko obniżenia lub wycofania ratingu Emitenta

7.1.4. Czynniki ryzyka dotyczące podatków

- Ogólne ryzyko zmiany przepisów prawa podatkowego oraz zmiany interpretacji przepisów prawa podatkowego przez organy podatkowe i sądy administracyjne
- Ryzyka związane z podatkiem akcyzowym
- Ryzyko cen transferowych
- Ryzyka związane ze składnikami majątkowymi
- Ryzyko związane z niejednolitą praktyką w kwestiach podatkowych w związku z konsolidacją i restrukturyzacją/ryzyko związane z oceną skutków podatkowych poszczególnych zdarzeń i czynności restrukturyzacyjnych
- Ryzyko związane z podatkiem od nieruchomości
- Ryzyko związane z określeniem przychodów podatkowych wynikających z nieodpłatnego oraz bezumownego korzystania z nieruchomości, w tym nieodpłatnych służebności
- Ryzyko związane z określeniem przychodów podatkowych związanych z dywidendą rzeczową

7.1.5. Czynniki ryzyka dotyczące środowiska naturalnego

- Ryzyko ponoszenia kosztów związanych z zanieczyszczeniem gruntów i wód gruntowych
- Ryzyka związane z programem redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększeniem udziału energii odnawialnej oraz zmniejszeniem zużycia energii („Pakiet 3x20")
- Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO_2 substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT
- Ryzyko związane z Programem Natura 2000 i innymi podobnymi regulacjami

7.2. Czynniki ryzyka związane z Ofertą, rynkiem kapitałowym i wtórnym obrotem Akcjami

- Ryzyko niedojścia emisji Akcji Oferowanych do skutku
- Ryzyko odstąpienia od przeprowadzenia lub zawieszenia Oferty
- Ryzyko niedopuszczenia i niewprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym Akcji i PDA Emitenta
- Ryzyko opóźnienia lub przerwania Oferty Publicznej
- Ryzyko wykluczenia Akcji Emitenta z obrotu na rynku regulowanym
- Ryzyko zawieszenia obrotu Akcjami Emitenta na Giełdzie
- Ryzyko braku płynnego rynku dla Akcji Emitenta lub niestabilności ich notowań
- Ryzyko wynikające ze stanowiska Zarządu Giełdy w sprawie szczególnych warunków dopuszczania i wprowadzania do obrotu giełdowego niektórych instrumentów finansowych
- Ryzyko opóźnienia w rozporządzaniu nabytymi instrumentami finansowymi albo gotówką na ich nabycie
- Ryzyko związane z wypłatą zaliczki na dywidendę za 2009 rok

8. Wybrane historyczne skonsolidowane informacje finansowe Grupy

Tabele poniżej przedstawiają wybrane skonsolidowane dane finansowe na wskazane w nich dni i za zakończone w tych dniach okresy. Wybrane skonsolidowane dane finansowe na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku oraz za lata zakończone w tych dniach pochodzą ze zbadanych rocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy PGE sporządzonych zgodnie z MSSF. Skonsolidowane dane finansowe na dzień 30 czerwca 2008 i 2009 roku oraz za okres sześciu miesięcy zakończony w tych dniach pochodzą z niezbadanych śródrocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy PGE sporządzonych zgodnie z MSSF. Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy PGE za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku podlegało przeglądowi biegłego rewidenta.

Wybrane skonsolidowane dane finansowe zawarte w tabelach poniżej należy rozpatrywać łącznie z rocznymi oraz śródrocznymi skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi Grupy PGE sporządzonymi zgodnie z MSSF oraz informacjami dodatkowymi zawartymi w tych sprawozdaniach finansowych, włączonymi do Prospektu (porównaj informacje w Rozdziale XXIX Prospektu).

Tabela 1: Wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 i 2009 roku według MSSF

w tys. PLN	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	2008	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(niezbadane)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Działalność kontynuowana					
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy	10.274.686	10.485.968	19.738.891	23.571.840	24.849.243
Podatek akcyzowy	(328.779)	(538.207)	(1.093.457)	(1.056.550)	(1.098.200)
Przychody pozostałe	1.154.181	741.434	1.952.323	575.368	592.970
Przychody ze sprzedaży	**11.100.088**	**10.689.195**	**20.597.757**	**23.090.658**	**24.344.013**
Koszt własny sprzedaży	(7.013.353)	(8.102.661)	(15.552.433)	(19.041.023)	(20.838.374)
Zysk brutto ze sprzedaży	**4.086.735**	**2.586.534**	**5.045.324**	**4.049.635**	**3.505.639**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	36,8%	24,2%	*24,5%*	*17,5%*	*14,4%*
Pozostałe przychody operacyjne	126.268	112.260	747.124	572.441	476.916
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(652.659)	(519.193)	(909.844)	(1.058.272)	(524.379)
Koszty ogólnego zarządu	(444.444)	(413.068)	(987.537)	(948.454)	(825.469)
Pozostałe koszty operacyjne	(203.179)	(200.879)	(632.772)	(481.036)	(310.005)
Przychody finansowe	189.915	282.522	505.120	630.898	492.012
Koszty finansowe	(357.232)	(346.172)	(836.441)	(1.026.851)	(815.492)
Udział w zysku jednostek stowarzyszonych	129.758	53.726	238.561	239.156	197.957
Zysk brutto	**2.875.162**	**1.555.730**	**3.169.535**	**1.977.517**	**2.197.179**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	25,9%	14,6%	*15,4%*	*8,6%*	*9,0%*
Podatek dochodowy	(569.195)	(335.607)	(499.288)	948.111	(395.163)
Zysk netto z działalności kontynuowanej	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**2.925.628**	**1.802.016**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	20,8%	11,4%	*13.0%*	*12,7%*	*7,4%*
Działalność zaniechana					
Zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej			-	1.845.284	284.256
Zysk netto	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**4.770.912**	**2.086.272**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	20,8%	11,4%	*13,0%*	*20,7%*	*8,6%*
Zysk netto przypisany:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.794.655	931.866	1.920.171	3.967.881	1.722.636
akcjonariuszom mniejszościowym	511.312	288.257	750.076	803.031	363.636
EBITDA*	**4.208.396**	**2.900.243**	**5.846.518**	**4.743.049**	**4.913.207**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	37,9%	27,1%	*28,4%*	*20,5%*	*20,2%*
EBIT	**2.912.721**	**1.565.654**	**3.262.295**	**2.134.314**	**2.322.702**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	26,2%	14,6%	*15,8%*	*9,2%*	*9,5%*

Źródło: Emitent

***** W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

W dniu 1 stycznia 2009 roku wszedł w życie zaktualizowany MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych". Stosownie do wprowadzonych regulacji Grupa ujawnia w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów pozycje tzw. „innych dochodów", prezentowanych dotychczas jedynie w skonsolidowanym sprawozdaniu ze zmian w kapitałach własnych. Poniżej przedstawiono wpływ zaktualizowanego MSR 1 na poszczególne okresy sprawozdawcze.

Tabela 2: Elementy sprawozdania z całkowitych dochodów za poszczególne okresy sprawozdawcze

w tys. PLN	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	**2008**	**2008**	**2007**	**2006**
	(po przeglądzie)	**(niezbadane)**	**(niezbadane)**	**(niezbadane)**	**(niezbadane)**
Zysk netto	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**4.770.912**	**2.086.272**
Inne dochody z tytułu					
Wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	(3.007)	7.114	30 138	(1.445)	4.046
Przeszacowania aktywów jednostek stowarzyszonych	41	-	-	-	-
Wyceny jednostki działającej za granicą	1.350	(765)	49	(1.319)	(73)
Inne dochody za okres obrotowy, netto	**(1.616)**	**6.349**	**30.187**	**(2.764)**	**3.973**
Łączne całkowite dochody	**2.304.351**	**1.226.472**	**2.700.434**	**4.768.148**	**2.090.245**
Zysk netto przypisany:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.794.655	931.866	1.920.171	3.967.881	1.722.636
akcjonariuszom mniejszościowym	511.312	288.257	750.076	803.031	363.636
Łączne całkowite dochody przypisane:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.793.801	935.116	1.937.740	3.965.257	1.724.936
akcjonariuszom mniejszościowym	510.550	291.356	762.694	802.891	365.309

Źródło: Emitent

Tabela 3: Wybrane skonsolidowane dane bilansowe za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku według MSSF

w tys. PLN	30 czerwca	31 grudnia		
	2009	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
AKTYWA				
Aktywa trwałe, w tym:	**41.239.052**	**40.701.211**	**38.419.917**	**47.169.482**
Rzeczowe aktywa trwałe	38.173.623	37.811.569	36.282.606	35.490.732
Aktywa obrotowe, w tym:	**6.957.437**	**6.487.592**	**6.886.286**	**7.816.059**
Zapasy	1.226.177	1.127.965	798.917	747.142
Należności z tytułu dostaw i usług	1.823.613	1.792.607	2.335.199	2.403.458
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2.294.978	2.140.837	2.726.378	3.310.154
Aktywa grupy zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	**3.309**	**3.458**	**3.147**	**2.361**
SUMA AKTYWÓW	**48.199.798**	**47.192.261**	**45.309.350**	**54.987.902**

w tys. PLN	30 czerwca	31 grudnia		
	2009	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
PASYWA				
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszowi jednostki dominującej) ogółem	**23.550.591**	**22.809.657**	**21.252.414**	**27.301.840**
Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych	**7.742.827**	**7.365.921**	**8.168.035**	**7.414.617**
Kapitał własny ogółem	**31.293.418**	**30.175.578**	**29.420.449**	**34.716.457**
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	**10.371.618**	**9.519.888**	**10.469.824**	**14.157.402**
Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	5.088.248	4.470.791	5.739.395	6.856.089
Rezerwy	2.938.700	2.924.503	2.807.271	2.761.280
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.290.349	1.089.148	1.013.961	2.168.120
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	1.044.033	1.019.972	901.741	802.425
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	**6.534.762**	**7.496.795**	**5.419.077**	**6.114.043**
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	828.419	1.012.111	1.553.996	1.634.836
Bieżąca część oprocentowanych kredytów bankowych i pożyczek	1.370.595	3.038.077	1.312.089	1.608.675
Pozostałe zobowiązania finansowe	322.578	628.452	520.251	360.439
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	2.099.683	1.026.261	1.073.028	997.182
Zobowiązania razem	**16.906.380**	**17.016.683**	**15.888.901**	**20.271.445**
SUMA PASYWÓW	**48.199.798**	**47.192.261**	**45.309.350**	**54.987.902**

Źródło: Emitent

Tabela 4: Wybrane skonsolidowane dane finansowe z rachunku przepływów pieniężnych wg MSSF

	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	2008	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(niezbadane)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	3.459.100	2.415.505	5.386.580	5.683.391	5.584.490
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej..	(1.974.368)	(1.374.259)	(5.444.485)	(3.511.478)	(2.571.977)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	(1.327.311)	(1.617.522)	(528.285)	(2.761.218)	(1.686.413)
Środki pieniężne na początek okresu	2.137.316	2.723.507	2.723.507	3.312.812	1.986.712
Środki pieniężne na koniec okresu, w tym	2.294.737	2.147.231	2.137.317	2.723.507	3.312.812
O ograniczonej możliwości dysponowania	75.511	58.503	69.683	51.299	39.567

Źródło: Emitent

Zwraca się uwagę, iż w okresie objętym skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi, Grupa PGE podlegała istotnym przekształceniom. W szczególności należy mieć na uwadze, iż powstanie Grupy PGE zostało rozliczone metodą łączenia udziałów, w związku z czym prezentowane dane finansowe za lata 2006-2008 obejmują całość działalności Grupy w jej obecnym kształcie, tak jakby Grupa PGE istniała już w dniu 1 stycznia 2006 roku. W związku z powyższym dane finansowe obejmują również okres, w którym spółki obecnie należące do Grupy PGE nie były zależne od Emitenta. Bliższe informacje na ten temat znaleźć można w Rozdziale XI i XXIX Prospektu.

9. Kapitał zakładowy i rozwodnienie

Na dzień Prospektu kapitał zakładowy Spółki wynosi 14.705.765.000 PLN i dzieli się na 1.470.576.500 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10 PLN każda. Akcje Istniejące składające się na kapitał zakładowy Spółki zostały wyemitowane i opłacone w całości. Akcje Spółki nie są uprzywilejowane, są tożsame w zakresie inkorporowanych w nich praw, w szczególności każda Akcja daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Na dzień Prospektu wszystkie Akcje posiadane są przez Skarb Państwa. Wszystkie Akcje Istniejące zostały utworzone na podstawie właściwych przepisów Kodeksu Handlowego, KSH i Statutu.

W poniższej tabeli przedstawiono (w ujęciu liczbowym i procentowym) rozwodnienie kapitału zakładowego Spółki, jakie wystąpi bezpośrednio po zakończeniu Oferty przy założeniu, że emisja wszystkich Akcji Oferowanych dojdzie do skutku.

Tabela 5: Rozwodnienie kapitału zakładowego Spółki (w ujęciu liczbowym i procentowym)

	Przed Ofertą		Po Ofercie	
Liczba akcji Spółki przed dokonaniem emisji Akcji Oferowanych*	1.470.576.500	*100%*	1.470.576.500	*85%*
Liczba Akcji Oferowanych*	-	-	259.513.500	*15%*
Liczba akcji ogółem po dokonaniu emisji Akcji Oferowanych	**1.470.576.500**	***100%***	**1.730.090.000**	***100%***

* Z uwagi na fakt, iż każda Akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu, powyższe informacje na temat zmiany ogólnej liczby Akcji w wyniku realizacji Oferty odnoszą się także do zmiany w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu, która nastąpi w wyniku realizacji Oferty.

10. Harmonogram i podsumowanie Oferty

10.1. Przewidywany harmonogram Oferty

13 października 2009 roku – 27 października 2009 roku, g. 12.00 czasu warszawskiego	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Indywidualnych
13 października 2009 roku – 27 października 2009 roku, g. 14.00 czasu warszawskiego	Budowanie księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych
27 października 2009 roku	Ustalenie Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych oraz ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, podpisanie Umowy Subemisyjnej
28 października 2009 roku – 30 października 2009 roku	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych
najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Ewentualne zapisy składane w wykonaniu Umowy Subemisyjnej
najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Przydział Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej
najpóźniej w dniu 6 listopada 2009 roku	Dzień zamknięcia

10.2. Podsumowanie Oferty

Emitent, Spółka, PGE	PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie.
Oferta, Oferta Globalna, Oferta Publiczna	Oferta publiczna Akcji Oferowanych przeprowadzana na podstawie Prospektu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.
Oferta Instytucjonalna	Oferta Akcji Oferowanych skierowana do polskich i zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych w ramach Oferty Publicznej.
Oferta Międzynarodowa	Oferta prowadzona w ramach Oferty Publicznej, skierowana do Kwalifikowanych Nabywców Instytucjonalnych w Stanach Zjednoczonych Ameryki zgodnie z Przepisem 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz Inwestorów Instytucjonalnych poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Rzeczypospolitej Polskiej) zgodnie z Regulacją S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych.
Cena Emisyjna	Cena emisyjna Akcji Oferowanych ustalana oddzielnie dla Inwestorów Instytucjonalnych oraz Inwestorów Indywidualnych.
Akcje Oferowane	Do 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda, które zostaną przez PGE wyemitowane na podstawie Uchwały Emisyjnej i które będą przedmiotem Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie Prospektu. Każda Akcja Oferowana uprawniać będzie do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej, z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych.
Przydział	Przydział Akcji Oferowanych zostanie dokonany niezwłocznie po zakończeniu przyjmowania zapisów Inwestorów Instytucjonalnych , nie później niż w dniu 2 listopada 2009 roku. Przed dokonaniem przydziału Akcji Oferowanych, Akcje Oferowane, zaoferowane Inwestorom Instytucjonalnym, w liczbie w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Instytucjonalnych mogą zostać przesunięte do puli akcji przydzielanej Inwestorom Indywidualnym. Analogicznie Akcje Oferowane, zaoferowane Inwestorom Indywidualnym, w liczbie w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Indywidualnych lub zostaną objęte zapisami Inwestorów Indywidualnych, które zostaną wycofane na zasadach określonych w Prospekcie mogą zostać przesunięte do puli akcji przydzielanej Inwestorom Instytucjonalnym i zostać objęte Ofertą Instytucjonalną. W szczególności w przypadku odstąpienia przez Inwestorów Indywidualnych od złożonych przez nich zapisów po dniu ustalenia ostatecznej liczby Akcji Oferowanych z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, w przypadku zawarcia Umowy Subemisyjnej Akcje Oferowane objęte wycofanymi zapisami Inwestorów Indywidualnych zostaną objęte zobowiązaniem Subemitentów, o którym mowa w punkcie 2. „Umowa Subemisyjna". w Rozdziale XXII „Warunki Oferty i zasady dystrybucji", na takich samych zasadach, jak pozostałe Akcje Oferowane objęte Ofertą Instytucjonalną. W sytuacji, gdy liczba Akcji Oferowanych objętych prawidłowo złożonymi zapisami przez Inwestorów Indywidualnych przekroczy liczbę Akcji Oferowanych przeznaczoną do przydziału Inwestorom Indywidualnym, przydział Akcji Oferowanych Inwestorom Indywidualnym nastąpi na zasadach proporcjonalnej redukcji każdego ze złożonych zapisów. Przydział Akcji Oferowanych poszczególnym Inwestorom Instytucjonalnym nastąpi na podstawie złożonych przez nich zapisów, pod warunkiem pełnego opłacenia złożonego zapisu zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie, w liczbie, o której poszczególni Inwestorzy Instytucjonalni zostaną poinformowani przez Menedżerów Oferty w zaproszeniu do składania zapisów, o którym mowa w punkcie 8. „Zasady składania zapisów", w Rozdziale XXII „Warunki Oferty i zasady dystrybucji". W przypadku dokonania niepełnej wpłaty na Akcje Oferowane bądź złożenia przez Inwestora Instytucjonalnego zapisu na liczbę Akcji Oferowanych niższą niż określona w zaproszeniu, Inwestorom Instytucjonalnym może zostać przydzielona mniejsza liczba Akcji Oferowanych.
Notowanie Akcji i PDA	Spółka zamierza złożyć wniosek o dematerializację i rejestrację w KDPW Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA, a także wniosek o ich dopuszczenie i wprowadzenie do notowań oraz do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW. Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA do notowań na GPW wymaga m.in.: (i) zatwierdzenia Prospektu przez KNF, (ii) zawarcia przez Spółkę umowy z KDPW w sprawie rejestracji Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA w depozycie prowadzonym przez KDPW, oraz (iii) podjęcia przez Zarząd GPW uchwał o dopuszczeniu i wprowadzeniu Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA do obrotu na GPW. Przewiduje się, że obrót Prawami do Akcji na GPW rozpocznie się w terminie około 2 tygodni od dnia przydziału Akcji Oferowanych, o ile nie wystąpią nieprzewidziane okoliczności.

	Do czasu wygaśnięcia Praw do Akcji i zastąpienia ich Akcjami Oferowanymi, Akcje Istniejące oraz Akcje Oferowane nie będą wprowadzone do obrotu na GPW. Niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych Spółka wystąpi do GPW z wnioskiem o wprowadzenie Akcji Istniejących oraz Akcji Oferowanych do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym. Z chwilą rejestracji Akcji Oferowanych w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW Prawa do Akcji wygasną, a na rachunkach inwestorów, którzy w określonym dniu będą posiadali Prawa do Akcji zostaną automatycznie zapisane Akcje Oferowane w stosunku jedna Akcja Oferowana w zamian za jedno Prawo do Akcji. Przewiduje się, że obrót Akcjami Istniejącymi oraz Akcjami Oferowanymi na GPW rozpocznie się w terminie około miesiąca od dnia przydziału Akcji Oferowanych, o ile nie wystąpią nieprzewidziane okoliczności. Zwraca się uwagę inwestorów, że Akcje Istniejące mogą zostać wprowadzone do obrotu na GPW później niż Akcje Oferowane w przypadku wypłaty przez Spółkę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy za 2009 rok (porównaj czynnik ryzyka opisany w punkcie 2.10. w Rozdziale II Prospektu).
Dywidenda	Akcje Oferowane będą brały udział w ewentualnej dywidendzie za rok obrotowy 2009, tj. od dnia 1 stycznia 2009 roku, na takich samych zasadach, jak wszystkie pozostałe akcje Spółki. Więcej informacji znajduje się w Rozdziale VI „Dywidenda i polityka w zakresie dywidendy" oraz w punkcie 5. w Rozdziale XVIII „Opis akcji i kapitału zakładowego". Informacje na temat podatku od dywidendy znajdują się w Rozdziale XXI „Opodatkowanie".
Przesłanki Oferty, wykorzystanie środków oraz koszty emisji	W ramach Oferty Globalnej zamierzamy uzyskać wpływy brutto z emisji Akcji Oferowanych na poziomie około 5 mld PLN, a po uwzględnieniu kosztów emisji i prowizji związanych z subemisją, netto na poziomie około 4,93 mld PLN. Środki pozyskane w drodze Oferty Globalnej będą przeznaczone na dwa zasadnicze cele: około 3,5 mld PLN – jako jedno ze źródeł finansowania programu inwestycyjnego, umożliwiającego realizację strategii Grupy PGE m.in. w zakresie rozwoju konwencjonalnych mocy wytwórczych; około 1,5 mld PLN – na zrefinansowanie pierwszej transzy i sfinansowanie drugiej transzy płatności z tytułu odkupienia od Skarbu Państwa pakietów mniejszościowych w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych. Oba wyżej wymienione cele są istotne i Emitent nie nadaje pierwszeństwa realizacji żadnemu z nich. Do czasu wykorzystania środków zgodnie z celami emisji, kwota pozyskana z Oferty Globalnej będzie stanowić element kapitału obrotowego Emitenta, co zgodnie z jego oczekiwaniem przełoży się m.in. na zmniejszenie sald lub spłatę krótko lub długoterminowego zadłużenia Grupy (w tym kredytów i obligacji opisanych w Rozdziale XIV Prospektu), a pozostałe nadwyżki zostaną przeznaczone na finansowanie działalności lub ulokowane w depozyty bankowe oraz papiery wartościowe emitowane przez Skarb Państwa. Ponadto środki uzyskane w drodze emisji Akcji Oferowanych powinny wzmocnić naszą pozycję i umożliwić utrzymanie poziomu ratingów określających wiarygodność kredytową na zadowalającym poziomie, a w konsekwencji ułatwić pełną realizację naszej strategii. Więcej informacji znajduje się w Rozdziale III „Wykorzystanie środków".
Umowy ograniczające zbywalność Akcji	W dniu 6 października 2009 roku Skarb Państwa zobowiązał się, iż w okresie od dnia 6 października 2009 r. do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania PDA na GPW, bez uprzedniej pisemnej zgody Menedżerów Oferty (która nie będzie bezzasadnie odmawiana ani opóźniana) nie będzie emitować, oferować, sprzedawać, zobowiązywać się do sprzedaży, obciążać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Emitenta ani papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Emitenta lub umożliwiającymi ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami, warrantami ani innymi prawami umożliwiającymi zakup akcji Emitenta, ani innymi papierami wartościowymi lub instrumentami finansowymi, których wartość ustalana jest bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny papierów wartościowych stanowiących ich podstawę, włącznie ze swapami kapitałowymi, kontraktami terminowymi i opcjami. Ponadto projekt Umowy Subemisyjnej przewiduje, iż Spółka zobowiąże się, iż w okresie od dnia zawarcia Umowy Subemisyjnej do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na GPW, bez zgody Menedżerów Oferty nie będzie emitować, oferować, obciążać, zobowiązywać się do sprzedaży lub sprzedawać lub winny sposób bezpośrednio lub pośrednio rozporządzać (lub podejmować innych podobnych czynności ani czynności powodujących podobny skutek) jakimikolwiek zwykłymi akcjami Spółki lub jakimikolwiek papierami wartościowymi o charakterze zbliżonym do zwykłych akcji Spółki. Powyższe zobowiązanie dotyczy także opcji, warrantów lub podobnych praw do zwykłych akcji Spółki, papierów wartościowych, które są zamienne lub wymienne na Akcje lub które uprawniają do otrzymania Akcji.
Oferujący	UniCredit CAIB Poland Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie.
Współkoordynatorzy Oferty, Współzarządzający Budowaniem Księgi Popytu, Menedżerowie Oferty	UniCredit CAIB Poland Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie oraz Goldman Sachs International private unlimited liability company z siedzibą w Londynie (założona i działająca zgodnie z prawem brytyjskim).

11. Biegły rewident

Niezależnym biegłym rewidentem Emitenta jest KPMG Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, która przeprowadziła badanie jednostkowego sprawozdania finansowego Emitenta za rok obrotowy zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku, sporządzonego zgodnie z PSR. KPMG Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła również badanie skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym, za lata obrotowe zakończone odpowiednio dnia 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku, sporządzonych zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE. Ponadto KPMG Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła przegląd śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym, za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku, sporządzonego zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE.

II. CZYNNIKI RYZYKA

Przed podjęciem decyzji inwestycyjnej każdy potencjalny nabywca Akcji Oferowanych powinien dokładnie rozważyć informacje zawarte w niniejszym Rozdziale i w całym Prospekcie. Przedstawiony tu opis czynników ryzyka nie jest wyczerpujący. Mogą istnieć inne okoliczności, które inwestorzy powinni uwzględnić. W szczególności spółki prowadzące działalność głównie w Polsce napotykają istotniejsze ryzyka niż spółki prowadzące działalność na bardziej rozwiniętych rynkach, między innymi ze względu na znaczne ryzyka związane z niestabilnym otoczeniem prawnym i politycznym w Polsce. Kolejność, w jakiej są przedstawione czynniki ryzyka, nie odzwierciedla prawdopodobieństwa ich wystąpienia, zakresu ani znaczenia. Inwestorzy powinni szczególnie ostrożnie ocenić ryzyka związane z inwestycją i zdecydować samodzielnie lub zasięgnąć w tym względzie porad odpowiednich doradców prawnych, podatkowych, finansowych lub innych, czy w ich świetle uznają dokonanie inwestycji za słuszne.

1. Czynniki ryzyka związane z rynkiem, na którym Grupa PGE prowadzi działalność

1.1. Czynniki ryzyka dotyczące Polski – kraju siedziby Emitenta

1.1.1. Ryzyko polityczne

Nasza działalność, w szczególności nasze główne obszary działalności (wytwarzanie, dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz wydobycie węgla brunatnego w Polsce), podlega przepisom, regulacjom i kierunkom polityki przyjmowanym przez władze i organy polskie oraz organy Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej. Czynniki polityczne mogą wywierać wpływ na zmiany tych przepisów, regulacji i polityki, co z kolei może wpływać na naszą działalność, m.in. w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej, ciepła i usług dystrybucyjnych stosowanych wobec odbiorców, w szczególności gospodarstw domowych.

Czynniki polityczne mogą mieć również wpływ na dostępność i ceny paliw wykorzystywanych przez nas do wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności gazu oraz węgla kamiennego, a tym samym na koszty wytwarzania przez nas energii elektrycznej i ciepła, przy czym wpływ na naszą działalność mogą wywierać zarówno czynniki polityczne występujące w Polsce, jak i w innych krajach (w szczególności dotyczy to krajów, z których importujemy paliwa do naszych elektrowni lub krajów tranzytowych, przez które przebiegają trasy dostaw tych paliw, np. Rosja, Ukraina, Białoruś). Ponadto znacząca liczba podmiotów polskich dostarczających paliwa (w szczególności gaz oraz węgiel kamienny) jest kontrolowana przez Skarb Państwa, co oznacza, że władze państwowe mogą wywierać wpływ na ich działalność, w tym politykę cenową. Czynniki polityczne mogą mieć także wpływ na regulacje dotyczące ochrony środowiska, na przykład dotyczące rozdziału limitów emisji CO_2, co w istotny sposób wpływa na osiągane przez nas wyniki. Również przyszła struktura działalności przedsiębiorstw działających w sektorze energetycznym (głównie elektroenergetyka, sektor wydobywczy, sektor obrotu paliwami itd.), z których większość jest obecnie kontrolowana przez Skarb Państwa, zależy od polityki państwa, w szczególności dotyczącej prywatyzacji i procesów konsolidacyjnych.

W odniesieniu do PGE czynniki polityczne mogą również wpływać na decyzje Walnego Zgromadzenia, z uwagi na fakt, że Skarb Państwa jest i pozostanie po przeprowadzeniu Oferty Globalnej dominującym akcjonariuszem PGE (porównaj opis w punkcie 1.3.15. poniżej). Wpływ Skarbu Państwa jako dominującego akcjonariusza może dotyczyć w szczególności polityki dywidendowej, zakresu przyjęcia do stosowania przez Emitenta zasad ładu korporacyjnego, w tym zasad wynikających z dokumentu pt. „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW", składu Rady Nadzorczej i Zarządu Emitenta, jak również wyrażania lub odmowy przez organy Emitenta zgody na dokonanie określonych w Statucie lub przepisach prawa czynności. Wpływ taki może dotyczyć zarówno Emitenta (bezpośrednio), jak i innych spółek z Grupy (bezpośrednio i pośrednio). Czynniki polityczne mogą również w znaczący sposób wpłynąć na naszą strategię oraz sposób wykorzystania przez nas środków z emisji.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.1.2. Ryzyko makroekonomiczne

Obecnie większość naszych przychodów jest realizowana na rynku krajowym. Na naszą działalność mają więc wpływ czynniki makroekonomiczne dotyczące polskiej gospodarki. W szczególności na naszą działalność wpływają: wysokość stóp procentowych, kurs złotego do innych walut, wysokość inflacji, stopa bezrobocia, poziom polskiego PKB oraz zmiany kierunków polityki gospodarczej państwa. Oprócz czynników dotyczących polskiej gospodarki, na naszą działalność wpływają również czynniki makroekonomiczne dotyczące gospodarek innych krajów, w szczególności pozostałych Państw Członkowskich Unii Europejskiej. Pogorszenie się ogólnej sytuacji gospodarczej w Polsce lub na świecie może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy. W szczególności kryzys gospodarczy, jakiego doświadczyły w ostatnim okresie liczne kraje (w tym USA, kraje Unii Europejskiej, Rosja i Japonia), może mieć negatywny wpływ na naszą działalność. Może on powodować m.in. trudności w dostępie przez nas do finansowania zewnętrznego (porównaj opis w punkcie 1.3.6. poniżej), dalszy spadek popytu, a tym samym cen energii elektrycznej (porównaj opis w punkcie 1.2.4. poniżej), analogiczne trudności po stronie naszych dostawców i innych podmiotów, z którymi współpracujemy, które z kolei mogą powodować trudności lub niemożność wykonywania przez nich zobowiązań wobec nas i przez to wywierać negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki lub sytuację finansową. Kryzys ten powodował także w przeszłości (koniec roku 2008 i początek roku 2009) znaczne wahania i znaczne spadki cen akcji i innych instrumentów finansowych notowanych na giełdach papierów wartościowych w innych krajach, co przekładało się na znaczne wahania i znaczne spadki cen akcji i innych instrumentów finansowych notowanych na GPW. Zjawiska te mogą występować w przyszłości, również w odniesieniu do cen Akcji (porównaj opis w punkcie 2.7. poniżej).

Ponadto przyjęcie w przyszłości przez Polskę euro może spowodować istotne zmiany cen różnych towarów i usług. Nawet niewielki wzrost cen może spowodować spadek siły nabywczej społeczeństwa, a przez to zmniejszyć zużycie energii elektrycznej i tym samym nasze przychody. Może też zaistnieć presja ze strony regulatora (Prezes URE) lub czynników politycznych na utrzymywanie przez nas niższych cen energii w celu ograniczenia inflacji i złagodzenia negatywnych skutków społecznych wzrostu cen, w tym w wyniku przyjęcia przez Polskę euro.

Grupa stosuje politykę zarządzania wymienionymi powyżej ryzykami oraz ryzykiem zmian cen przedstawionym w punkcie 1.2.5. „Ryzyko związane z zależnością wyników (przychodów) Grupy od czynników zewnętrznych" poniżej, jednakże realizacja któregokolwiek z opisanych powyżej ryzyk może dodatkowo prowadzić do wystąpienia ryzyka płynności, które wynikać może przede wszystkim z (i) niedopasowania struktury terminów operacyjnych przepływów pieniężnych, dat realizacji aktywów i zobowiązań; (ii) transakcji pochodnych, których wartość z punktu widzenia Grupy jest ujemna lub (iii) konieczności sprzedaży aktywów, na które nie ma płynnego rynku (porównaj opis polityki zarządzania ryzykiem stóp procentowych, ryzykiem walutowym, ryzykiem kredytowym, ryzykiem cen oraz ryzykiem płynności w Grupie zamieszczony w punkcie 7.3. w Rozdziale XI Prospektu).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.1.3. Ryzyko niestabilnego systemu prawnego

Grupa prowadzi działalność głównie w Polsce. Polski system prawny podlegał i podlega częstym i istotnym zmianom, a przepisy prawa i inne regulacje, zwłaszcza niedawno uchwalone, nie są w jednolity sposób stosowane przez sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo. Czynniki te wzmogły się w ostatnich latach, głównie w wyniku przystąpienia Polski do Unii Europejskiej w maju 2004 roku i związanego z tym obowiązku przyjęcia przez Polskę *acquis communautaire* – Prawa Europejskiego, całości dorobku prawnego Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej, w tym orzecznictwa Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości.

Implementacja Prawa Europejskiego (w szczególności dyrektyw) może napotykać przeszkody i opóźnienia. Opóźnienie implementacji dyrektyw może prowadzić m.in. do sytuacji kolizji przepisów Prawa Europejskiego z przepisami prawa polskiego oraz wątpliwości interpretacyjnych odnośnie obowiązującego stanu prawnego. Ponadto polskie sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo nie mają doświadczenia w interpretacji i stosowaniu nowych przepisów i regulacji, w szczególności przepisów Prawa Europejskiego.

System podatkowy w Polsce charakteryzuje się stosunkowo częstymi i istotnymi zmianami, których efektem jest brak utrwalonych interpretacji wielu przepisów podatkowych. Zmieniające się przepisy i interpretacje przepisów podatkowych przyjmowane przez organy podatkowe i właściwe sądy, w połączeniu z relatywnie długim okresem przedawnienia zobowiązań podatkowych i wysokimi sankcjami za zaległości podatkowe, mogą utrudniać planowanie podatkowe i skutkować zwiększonym ryzykiem naruszania przepisów podatkowych przez spółki prowadzące działalność w Polsce.

W rezultacie ponosimy ryzyko, że nasza działalność może być niedostosowana do zmieniających się przepisów i regulacji. W konkretnych sprawach istnieje ryzyko wydawania przez poszczególne sądy i inne organy decyzji lub orzeczeń sprzecznych ze sobą, a także w dużej mierze nieprzewidywalnych. W przyszłości nie możemy również wykluczyć sporów dotyczących interpretacji przepisów prawa, w szczególności prawa podatkowego, ani ewentualnej zmiany podejścia właściwych sądów lub innych organów do kwestii objętych zakresem ich właściwości.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2. Czynniki ryzyka dotyczące polskiego sektora elektroenergetycznego i wydobywczego

1.2.1. Ryzyko zmian prawa i innych regulacji dotyczących naszej działalności, a także zmian ich interpretacji lub stosowania

Działalność nasza podlega licznym przepisom i regulacjom polskim oraz europejskim (włączając w to traktaty, rozporządzenia, dyrektywy, decyzje Komisji Europejskiej oraz orzeczenia Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości) oraz prawu międzynarodowemu (traktaty, inne umowy międzynarodowe).

Przepisy prawa, regulacje, decyzje, stanowiska, opinie oraz działania właściwych organów istotne dla naszej działalności podlegają zmianom. W szczególności, Prawo Energetyczne podlegało nowelizacji kilkadziesiąt razy, a część z tych nowelizacji wprowadzała zasadnicze zmiany w zakresie regulacji podstawowych obszarów naszej działalności. Rodzaje, kierunki i zakresy takich zmian mogą mieć trudny do przewidzenia wpływ na naszą działalność. Ponadto znacząca część właściwych przepisów została uchwalona stosunkowo niedawno i nie istnieje ugruntowana praktyka ich stosowania przez sądy, organy administracji i inne organy stosujące prawo. Istotna część zagadnień uregulowanych tymi przepisami ma charakter precedensowy i zarówno sądy, organy administracji, inne organy stosujące prawo, jak i sami uczestnicy rynku, nie mają wystarczającej praktyki w ich interpretowaniu i stosowaniu. W wielu obszarach podlegających regulacji decyzje właściwych organów (np. Prezesa URE) mogą charakteryzować się dużym stopniem uznaniowości. W efekcie istnieje ryzyko niedostosowania naszej działalności do zmieniających się przepisów i regulacji oraz wydawania przez poszczególne organy i sądy decyzji lub orzeczeń sprzecznych ze sobą bądź nieprzewidywalnych.

Nasza działalność zależy również w znaczący sposób od decyzji, stanowisk, opinii i innych działań organów polskich, organów Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej oraz organów innych państw, przy czym niektóre decyzje, stanowiska, opinie i inne działania takich organów nie mają charakteru przepisów prawa, ale w praktyce muszą być przez nas stosowane.

W szczególności, w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego, organem pełniącym w Polsce funkcję regulatora rynku paliw i energii jest Prezes URE. Do zakresu działania Prezesa URE należy w szczególności udzielanie i cofanie koncesji, na podstawie których prowadzimy

działalność oraz zatwierdzanie (w określonym zakresie) i kontrolowanie stosowania taryf energii elektrycznej i ciepła pod względem zgodności z zasadami określonymi w Prawie Energetycznym, w tym analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach. Prezes URE wyznacza także operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, zatwierdza instrukcje ruchu i eksploatacji sieci w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, ma kompetencje w zakresie organizowania i przeprowadzania przetargów dotyczących wyłaniania sprzedawców z urzędu (porównaj opis w punkcie 3.7. w Rozdziale VIII Prospektu), budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej i realizacji przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną. Do kompetencji Prezesa URE należy również kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców energii elektrycznej, realizacja innych obowiązków wynikających z prawa krajowego i Prawa Europejskiego oraz rozstrzyganie niektórych sporów. W szczególności w sytuacjach spornych Prezes URE może m.in. nakazać zawarcie umowy dotyczącej dostarczania lub sprzedaży energii elektrycznej i ciepła czy też przyłączenia do sieci, a także posiada kompetencje w zakresie ustalania treści tych umów. Za nieprzestrzeganie obowiązków określonych w Prawie Energetycznym Prezes URE może nakładać na nas kary pieniężne, których wysokość może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu (Emitenta lub spółki z Grupy), osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary może sięgać 15% przychodu ukaranego podmiotu, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Prezes URE współdziała również z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję. W tym zakresie znaczący wpływ na działalność w sektorze elektroenergetycznym ma także Prezes UOKiK, Komisja Europejska i inne organy.

Na naszą działalność w sektorze elektroenergetycznym oraz wydobywczym mają również wpływ działania innych organów. W szczególności Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki może wprowadzić na czas oznaczony na terytorium Polski lub jego części ograniczenia w sprzedaży paliw oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej i ciepła, w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w Prawie Energetycznym (zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, zagrożenie bezpieczeństwa osób, zagrożenie wystąpieniem znacznych strat materialnych). Również organy samorządowe mogą wpływać na naszą działalność, w szczególności poprzez ustalanie lokalnych planów zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną i wskazywanie tych części planów, z którymi nasze działania prowadzone na danym obszarze muszą być zgodne. Natomiast w sektorze wydobywczym nasza działalność zależy w szczególności od działań ministra właściwego do spraw środowiska oraz organów nadzoru górniczego.

Ponadto, przyjęty w 2009 roku przez Parlament Europejski i Radę tzw. trzeci pakiet energetyczny przewiduje m.in. ustanowienie Agencji do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (tzw. paneuropejskiego regulatora rynku energii), którego działalność będzie miała znaczący wpływ na naszą działalność i może rodzić ryzyka podobne jak ryzyka wynikające z działalności polskiego regulatora (Prezesa URE).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.2. Ryzyko związane z wymogiem posiadania koncesji

Prowadzona przez naszą Grupę działalność wymaga posiadania szeregu koncesji, w szczególności na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, dystrybucję energii elektrycznej i ciepła oraz obrót energią elektryczną, obrót ciepłem, a także wydobycie węgla brunatnego i obrót paliwami gazowymi. Utrzymywanie posiadanych koncesji oraz przedłużanie ich ważności jest czynnikiem warunkującym kontynuację działalności Grupy w obecnym zakresie. Obecnie nasza Grupa posiada szereg koncesji (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale XIII Prospektu). Cofnięcie lub ograniczenie koncesji lub nałożenie na nas w koncesji obowiązku spełnienia dodatkowych warunków może uniemożliwić nam prowadzenie naszej działalności, znacząco ją ograniczyć lub w inny sposób znacząco wpłynąć na naszą działalność. Nie możemy zapewnić, że w przyszłości organy koncesyjne nie zmienią praktyki udzielania koncesji na rzecz podmiotów z Grupy, w szczególności nie zmienią warunków koncesji, nie ograniczą ich zakresu albo nie cofną już udzielonych koncesji. Nie możemy zapewnić także, że będziemy w stanie zawsze spełniać wszystkie warunki określone w koncesjach lub w mających do nich zastosowanie przepisach prawa. Przed wygaśnięciem posiadanych przez nas koncesji będziemy występować o ich przedłużenie lub wydanie nowych koncesji, nie możemy jednak zapewnić, iż zostaną one przedłużone lub wydane. Nieprzedłużenie, niewydanie nowych, ograniczenie lub cofnięcie posiadanych przez nas koncesji może istotnie ograniczyć, a nawet całkowicie uniemożliwić prowadzenie przez Grupę podstawowej działalności.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.3. Ryzyko związane ze stosowaniem taryf i obowiązkiem przedkładania taryf do zatwierdzenia

Nasze wyniki zależą w znaczącej mierze od poziomu cen, jakie nasi klienci płacą za energię elektryczną, ciepło, usługi dystrybucyjne oraz inne towary i usługi, które sprzedajemy i świadczymy. Poziom cen z kolei zależy od stosowanych przez nas taryf, które to taryfy wymagają, w pewnych przypadkach, zatwierdzenia przez Prezesa URE (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VIII Prospektu).

W zakresie, w którym nasze taryfy podlegają lub będą podlegać obowiązkowi przedkładania do zatwierdzenia, istnieje ryzyko, że nie zostaną one zatwierdzone lub zostaną zatwierdzone z opóźnieniem lub zostaną zatwierdzone w innym kształcie niż pierwotnie wnioskowany przez nas. W szczególności, zgodnie z Prawem Energetycznym, do kompetencji Prezesa URE należy weryfikowanie wysokości kosztów uzasadnionych przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne do kalkulacji taryf oraz ustalanie uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw przedkładających taryfy do zatwierdzenia. W procesie zatwierdzania taryf Prezes URE może kwestionować przyjmowaną przez nas wysokość kosztów uzasadnionych, nie uznawać niektórych kosztów za koszty uzasadnione, a także może kwestionować wartość naszych aktywów przyjmowaną do ustalenia uzasadnionego zwrotu z kapitału.

W związku z procesem *unbundlingu*, tj. wydzieleniem działalności dystrybucyjnej z zakładów energetycznych do odrębnych spółek, majątek dystrybucyjny został przeszacowany i jego wartość została ustalona na poziomie ponaddwukrotnie wyższym w porównaniu do wartości przed wydzieleniem. Jednak dla ustalenia taryf na 2008 rok oraz na 2009 rok uzasadniony zwrot z kapitału został wyznaczony przez Prezesa URE w oparciu o tzw. wartość regulacyjną aktywów (WRA), równą wartości netto środków trwałych wykorzystywanych do prowadzenia działalności dystrybucyjnej według stanu na dzień 30 czerwca 2007 roku, tj. przed wydzieleniem i przeszacowaniem majątku dystrybucyjnego. W efekcie kwota uzasadnionego zwrotu z kapitału naszych OSD została ustalona na poziomie niższym niż pierwotnie wnioskowany, co oznacza również, że stawki cen i opłat za usługi dystrybucyjne naszych OSD w zatwierdzonych taryfach są niższe niż pierwotnie wnioskowane. Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału zaproponowana przez Prezesa URE w listopadzie 2008 roku przewiduje ustalenie w przyszłości przez Prezesa URE nowego WRA dla każdego OSD na podstawie przeprowadzanych wycen ich majątków na dzień 31 grudnia 2008 roku metodą odtworzeniową i metodą wyceny przyszłych przychodów, zaś osiągnięcie przewidywanej ścieżki dojścia do nowej WRA zajmie od 6 do 9 lat. Nie można jednak wykluczyć, iż polityka Prezesa URE w tym zakresie w kolejnych latach ulegnie zmianie, a nasze OSD mogą być zmuszone do dokonania w przyszłości odpisu aktualizującego wartość majątku zaangażowanego w działalność dystrybucyjną, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Ponadto obecnie nasze taryfy są zatwierdzane na okres jednego roku (okres taryfowy). W razie poniesienia przez nas w trakcie danego okresu taryfowego kosztów nie uwzględnionych w pełni w kalkulacji taryfy na ten okres, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia ich w cenie energii elektrycznej, ciepła lub usług dystrybucyjnych. Ich uwzględnienie w cenach wymaga bowiem zmiany odpowiedniej taryfy w trakcie okresu taryfowego, czyli również zatwierdzenia tej zmiany przez Prezesa URE. W praktyce, zmiana taryfy wymaga wykazania przez nas znacznego zwiększenia kosztów naszej działalności z przyczyn niezależnych od nas. Ponadto, w przypadku opóźnienia procesu zatwierdzania taryf na nowy okres taryfowy, do czasu zatwierdzenia nowej taryfy będziemy zmuszeni stosować taryfy z poprzedniego okresu taryfowego, które mogą zawierać niższe ceny i stawki opłat, nie uwzględniające zwiększonych kosztów naszej działalności.

W zakresie, w którym Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa energetyczne (w tym spółki z naszej Grupy) z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, istnieje ryzyko cofnięcia lub ograniczenia zakresu tego zwolnienia, jeśli Prezes URE uzna, że ustały warunki konkurencji uzasadniające zwolnienie. Istnieje również ryzyko kwestionowania prawidłowości niektórych działań Prezesa URE, zwalniających w przeszłości przedsiębiorstwa energetyczne (w tym spółki z naszej Grupy) z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Istnieją także wątpliwości dotyczące zakresu (charakteru) takiego zwolnienia. Nie można zatem wykluczyć zajęcia przez Prezesa URE stanowiska, iż niektóre przedsiębiorstwa (w tym również spółki z Grupy PGE) niezgodnie z Prawem Energetycznym nie posiadają i nie stosują taryf w pewnym zakresie swej działalności (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VIII Prospektu).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.4. Ryzyko spadku zapotrzebowania na energię elektryczną

Nasza strategia zakłada wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w dłuższym okresie. Nie ma jednak gwarancji, że wzrost ten nastąpi oraz czy jego dynamika osiągnie przewidywany poziom (porównaj opis w punkcie 3.3. w Rozdziale XII Prospektu). Powodem zmniejszenia się tempa wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, jego zahamowania lub nawet spadku zapotrzebowania może być w szczególności spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego (będące na przykład skutkiem nasilającego się w wielu krajach w końcu roku 2008 i w roku 2009 kryzysu gospodarczego), wzrost cen energii lub rozwój nowych energooszczędnych technologii.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną może prowadzić do spadku przychodów spółek z naszej Grupy: wytwórców energii elektrycznej, Spółek Sprzedaży Detalicznej oraz spółek dystrybucyjnych. W szczególności, w przypadku spółek dystrybucyjnych planowanie działalności, a w szczególności opracowywanie projektów taryf, opiera się na określonej planowanej wielkości dostaw energii, uzgadnianej z Prezesem URE, który może narzucić przyjęcie wielkości dostaw, którą uważa za uzasadnioną. W przypadku gdy rzeczywista wielkość dostaw, np. na skutek spadku zapotrzebowania, jest niższa, przedsiębiorstwo takie może być zmuszone świadczyć usługi dystrybucyjne po cenach niepozwalających uzyskać oczekiwanego (planowanego) przychodu.

W Polsce w pierwszej połowie 2009 roku wystąpił spadek zapotrzebowania na energię elektryczną. W przypadku dalszego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną (lub zmniejszania się zakładanego tempa wzrostu takiego zapotrzebowania) możemy mieć trudności z wyeksportowaniem wytworzonej przez nas energii elektrycznej za granicę, w szczególności z uwagi na ograniczony dostęp do mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych (porównaj opis w punkcie 1.2.9. poniżej) lub zmniejszony popyt na energię elektryczną w innych krajach, oraz będziemy musieli zmniejszyć poziom naszego wytwarzania.

Istotna część kosztów naszej działalności to koszty stałe, których poziomu nie możemy zmniejszyć w okresach spadku zapotrzebowania na energię elektryczną lub spadku jej cen.

Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną, spowodowany spowolnieniem tempa wzrostu gospodarczego, może łączyć się z opóźnieniami w dokonywaniu przez odbiorców płatności za dostarczaną energię elektryczną i usługi dystrybucyjne. Zgodnie z Prawem Energetycznym spółki dystrybucyjne mogą wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo powiadomienia i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Regulacja ta opóźnia możliwość zaprzestania dostaw energii elektrycznej do odbiorców zalegających z zapłatą, przez co ogranicza możliwość minimalizacji strat przez spółki dystrybucyjne.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.5. Ryzyko związane z zależnością wyników (przychodów) Grupy od czynników zewnętrznych

Większość naszych przychodów pochodzi z działalności w zakresie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną i ciepłem, jest więc uzależniona od cen energii elektrycznej i ciepła. Ceny energii elektrycznej i ciepła, jak i samo ich wytwarzanie oraz możliwość dystrybucji (dostarczania do odbiorców) zależą od wielu czynników, przy czym na niektóre z nich nie mamy wpływu lub nasz wpływ jest ograniczony. W szczególności nie mamy wpływu lub nasz wpływ jest ograniczony na dostępność i ceny paliw, zwłaszcza pozyskiwanych spoza Grupy, wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (węgla kamiennego, gazu ziemnego, innych), koszty transportu, wysokość podatków, składek na ubezpieczenie społeczne i zdrowotne oraz innych kosztów pracy, stopień rygoryzmu przepisów dotyczących ochrony środowiska, w tym dostępność i koszty uprawnień do emisji CO_2, poziom stóp procentowych, kursy walut i inne. Niektóre z tych czynników, np. ceny gazu ziemnego lub dostępność tego paliwa (porównaj opis w punkcie 1.3.5. poniżej), czy stopień rygoryzmu przepisów dotyczących ochrony środowiska, zależą od polityki państw innych niż Polska lub polityki organizacji międzynarodowych lub ponadnarodowych (np. Unia Europejska). Ponadto, w obecnych warunkach panujących na polskim rynku utrudnione jest zarządzanie polityką cenową w umowach dotyczących handlu energią elektryczną. Jest to związane z brakiem długoterminowych indeksów cenowych oraz brakiem rozwiniętego i płynnego rynku (systemu obrotu) instrumentów finansowych związanych z handlem energią elektryczną. Powoduje to trudności w ustaleniu cen w umowach dotyczących handlu energią elektryczną.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.6. Ryzyko związane z czynnikami atmosferycznymi

Czynniki atmosferyczne, w szczególności temperatura powietrza, powodują sezonowość zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło oraz mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki ich wytwarzania, dystrybucji i przesyłania. W szczególności niskie temperatury powodują wzrost zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną (urządzenia grzewcze). Mogą one powodować także uszkodzenia instalacji i urządzeń (np. linii przesyłających energię elektryczną lub sieci ciepłowniczych). Wysokie temperatury także powodują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną (urządzenia chłodzące). Mogą one również powodować konieczność ograniczania wytwarzania energii elektrycznej (np. w wyniku nagrzewania się lub obniżenia poziomu wody w zbiornikach sztucznych i naturalnych, którą chłodzone są instalacje wytwórcze). Mogą one również ograniczać możliwości przesyłowe systemu elektroenergetycznego. Czynniki atmosferyczne, w szczególności siła wiatru i opady atmosferyczne, mają również istotny wpływ na wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W systemie odkrywkowym eksploatacji węgla czynniki atmosferyczne również mają wpływ na techniczne i ekonomiczne warunki eksploatacji. Skrajnie niskie temperatury, silne opady, silne podmuchy wiatru i inne tego typu zjawiska mogą zakłócić proces wydobycia węgla. Wszystkie wyżej opisane zjawiska są w dużej mierze nieprzewidywalne.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.7. Ryzyko awarii, w tym awarii systemowych (tzw. black-out), katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych i innych podobnych zdarzeń

Istnieje ryzyko wystąpienia awarii posiadanych przez nas urządzeń, instalacji i sieci, spowodowanych m.in. ich zużyciem, występowaniem niekorzystnych zjawisk atmosferycznych lub błędami w ich obsłudze. W szczególności, z uwagi na niewystarczającą moc połączeń transgranicznych z innymi krajami, co uniemożliwia import energii elektrycznej do Polski w dużych ilościach, oraz starzejące się instalacje i urządzenia wytwórcze, dystrybucyjne i przesyłowe (w tym należące do spółek z Grupy), Polska jest w istotnym stopniu narażona na występowanie awarii systemowych prowadzących do znacznych zaburzeń pracy urządzeń i sieci elektroenergetycznych oraz przerw w dostawach energii elektrycznej do dużej liczby odbiorców itd. (tzw. black-out). Awarie takie mogą powodować przerwy lub zaburzenia pracy jednostek wytwórczych w naszych elektrowniach i elektrociepłowniach, zaburzenia w wydobyciu węgla brunatnego w naszych kopalniach oraz zaburzenia w dostarczaniu energii do naszych odbiorców za pośrednictwem sieci dystrybucyjnych. Awarie takie mogą mieć również negatywne konsekwencje w postaci nakładania na spółki z Grupy dodatkowych obowiązków lub kar i innych sankcji, w przypadku gdy organy państwowe lub inne podmioty obciążą spółki z naszej Grupy odpowiedzialnością za wystąpienie takich awarii.

Nasza działalność jest narażona również na ryzyko występowania katastrof naturalnych, ataków terrorystycznych oraz innych zdarzeń noszących znamiona siły wyższej lub o podobnym charakterze. W szczególności dotyczy to kopalń (katastrofy górnicze), jednostek wytwórczych (katastrofy), spółek dystrybucyjnych (zniszczenia linii energetycznych przez wiatr, niską temperaturę, opady, inne zdarzenia). Powyższe okoliczności mogą skutkować koniecznością poniesienia przez nas kosztów napraw urządzeń, kosztów działań w celu przywrócenia i utrzymania prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (w szczególności przez spółki dystrybucyjne z Grupy PGE), wypłaty odszkodowań, zapłaty kar, a w konsekwencji pogorszeniem się naszej sytuacji finansowej. Powyższe okoliczności mogą dotyczyć również osób trzecich, których działalność istotnie wpływa na działalność naszej Grupy (w szczególności operatora systemu przesyłowego – spółki PSE Operator). W odniesieniu do niektórych takich zdarzeń uzyskanie przez nas odpowiedniego ubezpieczenia od ryzyka ich wystąpienia może nie być możliwe ze względu na brak oferowanych ubezpieczeń danego rodzaju lub ich bardzo wysokie koszty (w szczególności w odniesieniu do ryzyka ataków terrorystycznych i podobnych zdarzeń).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.8. Ryzyko rosnącej konkurencji

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej należy się liczyć z rosnącą konkurencją ze strony nowych i dotychczasowych uczestników rynku, zwłaszcza w segmencie obrotu energią elektryczną, a w dłuższej perspektywie także w segmencie wytwarzania. Wzrost konkurencji może być spowodowany także zwiększoną obecnością na polskim rynku znaczących zagranicznych inwestorów branżowych, dysponujących doświadczeniem i znacznymi zasobami finansowymi. W szczególności nasi konkurenci, krajowi i zagraniczni, mogą realizować całkowicie nowe inwestycje w moce wytwórcze na terenie Polski. Ponadto, zakładane zwiększenie w przyszłości mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych, poza korzyściami związanymi m.in. z tworzeniem jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej i możliwością istotnego zwiększenia stopnia wymiany energii elektrycznej z systemami innych krajów, może spowodować wzrost ilości energii elektrycznej importowanej do Polski przez naszych konkurentów krajowych lub zagranicznych. Sytuacja taka może istotnie zwiększyć konkurencję na rynku i spowodować spadek cen energii elektrycznej. Rosnąca konkurencja może nas zmusić do obniżenia cen energii elektrycznej lub wolumenu sprzedaży.

Ponadto, od dnia 1 lipca 2007 roku, zgodnie z zasadą TPA (porównaj opis w punkcie 3.3. w Rozdziale VIII Prospektu) wszyscy odbiorcy energii elektrycznej w Polsce mają prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, a operator sieci, do której przyłączony jest dany odbiorca, zobowiązany jest dostarczyć energię zakupioną od takiego swobodnie wybranego sprzedawcy. Obecnie zdecydowana większość odbiorców przyłączonych do naszych sieci dystrybucyjnych kupuje energię elektryczną od naszych Spółek Sprzedaży Detalicznej. Może się jednak zdarzyć, że konkurujące z nami przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną zaoferują naszym obecnym klientom korzystniejsze warunki sprzedaży energii elektrycznej. Dotyczy to zarówno klientów indywidualnych (gospodarstw domowych), jak i klientów innego rodzaju, w tym dużych przedsiębiorstw i odbiorców energii. Zwłaszcza ta ostatnia grupa klientów może w praktyce łatwiej i częściej zmieniać sprzedawcę energii, co oznacza, że jesteśmy w sposób szczególny narażeni na ich utratę, a ich utrata może mieć negatywny wpływ na naszą Grupę.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.9. Ryzyka związane z działaniami operatorów systemów przesyłowych

Na naszą działalność istotny wpływ mają działania podejmowane przez operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce (OSP), czyli spółkę PSE Operator.

W szczególności, jednostki wytwórcze w naszych największych elektrowniach cieplnych (w szczególności Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Opole, Elektrowni Turów oraz Elektrowni Dolna Odra wchodzącej w skład ZEDO) są jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi, co oznacza, że ich praca jest w istotnym stopniu uzależniona od działań OSP. W przypadku zaburzeń w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego w Polsce (np. niedobór mocy) lub jego awarii, OSP ma uprawnienia pozwalające mu sterować pracą naszych jednostek wytwórczych. OSP może nakazać wyłączenie naszych jednostek wytwórczych na pewien czas. OSP może również nakazać wytwarzanie energii elektrycznej w naszych jednostkach wytwórczych w ilościach większych niż przez nas planowane (tzw. generacja wymuszona). Istnieje ryzyko, że koszty tych działań nie będą mogły być przez nas odzyskane. Istnieje również ryzyko, że świadczenia uzyskane od OSP za energię wytworzoną w ramach generacji wymuszonej nie pokryją w pełni kosztów jej wytworzenia. W szczególności nie ma pewności, że będziemy mogli odzyskać koszty związane z emisją CO_2 lub innych substancji, dokonaną na potrzeby generacji wymuszonej.

Jesteśmy zobowiązani do świadczenia na rzecz OSP regulacyjnych usług systemowych (RUS), tj. usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej. Usługi te są świadczone na podstawie porozumień w sprawie warunków świadczenia RUS zawartych przez nas z OSP oraz na podstawie Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie Systemem i Zarządzanie Ograniczeniami Systemowymi, opracowywanej przez OSP. Istnieje ryzyko, że rzeczywiste koszty świadczenia tych usług będą wyższe niż należne nam wynagrodzenie określone w zawartych porozumieniach, co oznacza, że świadcząc te usługi, możemy ponosić straty. W przypadku zmniejszenia zapotrzebowania OSP na regulacyjne usługi systemowe, przychody niektórych spółek z naszej Grupy z tego tytułu mogą ulec istotnemu zmniejszeniu. W szczególności dotyczy to spółek z Grupy wytwarzających energię w elektrowniach szczytowo-pompowych, których głównym źródłem przychodów jest świadczenie regulacyjnych usług systemowych.

OSP jest odpowiedzialny także za zarządzanie zdolnościami przesyłowymi połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi – tzw. połączeń transgranicznych. Od dostępności transgranicznych mocy (zdolności) przesyłowych jest uzależniony handlowy przepływ energii elektrycznej między polskim systemem elektroenergetycznym a systemami innych państw. Operatorzy systemów przesyłowych poszczególnych państw, w szczególności polski OSP, mogą ograniczać dostępne moce przesyłowe, m.in. ze względu na konieczność zapewnienia przez nich sprawnego i bezpiecznego funkcjonowania poszczególnych systemów przesyłowych. Ograniczenia te mogą polegać m.in. na redukowaniu dostępnych mocy przesyłowych lub nieprzydzielaniu mocy na dłuższe okresy, np. roczne. Istnieje ryzyko, że nie pozyskamy żadnych mocy przesyłowych, np. wskutek ograniczenia dostępnych mocy przesyłowych przez odpowiednich operatorów, ich całkowitego braku lub wykupienia mocy przesyłowych na aukcjach przez naszych konkurentów. W takiej sytuacji, w pewnym czasie, nie będziemy mogli eksportować lub importować energii elektrycznej.

Posiadamy udziały w spółce Swe-Pol Link AB, będącej właścicielem kabla położonego na dnie Bałtyku, łączącego systemy elektroenergetyczne Polski i Szwecji oraz uczestniczyliśmy w finansowaniu budowy tego połączenia. OSP wprowadza obecnie ograniczenia w zakresie technicznych warunków korzystania z tego połączenia, co ogranicza zakres korzystania z niego przez nas w naszej działalności.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.10. Ryzyko unbundlingu własnościowego w odniesieniu do działalności dystrybucyjnej

Przepisy Prawa Europejskiego nakazują, aby podmioty prowadzące działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej (operatorzy systemów dystrybucyjnych) byli niezależni od podmiotów prowadzących inne rodzaje działalności w sektorze elektroenergetycznym, zwłaszcza jeśli są częścią zintegrowanych przedsiębiorstw (grup) energetycznych. Jest to tzw. *unbundling* organizacyjno-prawny. Zgodnie z tymi przepisami, z dniem 1 lipca 2007 roku działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej w ramach Grupy PGE została wydzielona do odrębnych podmiotów – spółek dystrybucyjnych, będących operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD).

W stanowisku z dnia 6 marca 2008 roku Prezes URE uznał, iż *unbundling* własnościowy przed prywatyzacją polskich skonsolidowanych pionowo grup energetycznych leży w interesie odbiorców, konkurencji, bezpieczeństwa elektroenergetycznego i ekologicznego oraz zrównoważonego rozwoju gospodarczego Polski. Prezes URE poddał też krytyce proces konsolidacji, który doprowadził m.in. do stworzenia Grupy PGE w obecnym kształcie, jako zagrażający rozwojowi rynku konkurencyjnego i dokonany wbrew stanowisku Prezesa URE.

Istnieje zatem ryzyko zmiany przepisów prawa, w szczególności wejścia w życie przepisów nakazujących dokonanie *unbundlingu* własnościowego w odniesieniu do działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, tj. przekazanie (zbycie) działalności dystrybucyjnej i związanych z tym aktywów podmiotom spoza obecnie funkcjonujących pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych (np. podmiotom spoza Grupy PGE). W takim przypadku grupy takie jak nasza miałyby obowiązek zaprzestania działalności dystrybucyjnej i sprzedaży aktywów służących do prowadzenia działalności dystrybucyjnej podmiotom trzecim albo, w przypadku zamiaru kontynuowania prowadzenia działalności dystrybucyjnej, zaprzestania działalności innej niż dystrybucyjna (wytwarzanie, obrót energią elektryczną) i sprzedaży podmiotom trzecim aktywów służących do prowadzenia tej innej działalności.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.2.11. Ryzyko wprowadzenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w drodze przetargu lub za pośrednictwem giełdy

Do dnia Prospektu trwały prace legislacyjne nad rządowym projektem nowelizacji Prawa Energetycznego i innych ustaw, przewidującym nałożenie na wytwórców energii elektrycznej objętych programem pomocowym pokrywania kosztów osieroconych i wchodzących w skład grup pionowo zintegrowanych obowiązku sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w danym roku, a niesprzedanej do dnia 31 grudnia 2009 roku, w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych. Nie możemy przewidzieć, czy obowiązek taki zostanie w praktyce wprowadzony. Nie możemy przewidzieć, czy i w jakim zakresie będzie on dotyczył spółek z naszej Grupy i czy będzie dotyczył całości, czy części sprzedawanej przez nas energii. Nie wiemy również, jakie będą szczegółowe warunki sprzedaży energii za pośrednictwem giełdy, ani jakie będą wymogi odnośnie przetargów. Wprowadzenie tego obowiązku może wiązać się z koniecznością podjęcia w naszej Grupie wielu skomplikowanych działań i wdrożenia wielu skomplikowanych procedur, jak również zmiany modelu naszej działalności, w tym modelu obrotu hurtowego. Może to zwiększyć koszty naszej działalności lub powodować inne utrudnienia w jej prowadzeniu.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3. Czynniki ryzyka dotyczące Emitenta i Grupy PGE

1.3.1. Ryzyko braku pełnej kontroli nad Spółkami Zależnymi PGE

Kontrola PGE nad spółkami z Grupy PGE, w tym Istotnymi Spółkami Zależnymi, może być ograniczona. W szczególności w wielu naszych Spółkach Zależnych część akcji (udziałów) należy do akcjonariuszy (udziałowców) mniejszościowych, głównie pracowników tych spółek i ich następców prawnych oraz Skarbu Państwa. W szczególności Skarb Państwa zachował w dwóch spółkach: KWB Turów i Elektrowni Opole pakiety akcji przewyższające liczbę niezbędną dla zaspokojenia roszczeń pracowników o nabycie akcji tych spółek na podstawie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Emitent zawarł ze Skarbem Państwa umowę, na podstawie której ma zamiar nabyć od Skarbu Państwa akcje tych spółek w części przewyższającej liczbę akcji niezbędną dla zaspokojenia roszczeń pracowników, ale na dzień Prospektu umowa ta została wykonana tylko w części (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale XIV Prospektu). Dodatkowo, w wyniku tzw. konwersji akcji dotyczącej m.in. Istotnych Spółek Zależnych wskazanych w Ustawie o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących (porównaj opis w punkcie 9.3. w Rozdziale VIII Prospektu), Skarb Państwa stanie się akcjonariuszem lub zwiększy swój udział w kapitale zakładowym tych Istotnych Spółek Zależnych. Skarb Państwa, pracownicy lub inne podmioty, w tym osoby, które nabyły akcje od pracowników, mogą głosować na walnych zgromadzeniach (zgromadzeniach wspólników) w sposób inny niż PGE lub odpowiednie Spółki Zależne i zaskarżać podjęte uchwały. Nie możemy też wykluczyć, że Skarb Państwa zbędzie należące do niego akcje w naszych Istotnych Spółkach Zależnych innym podmiotom (inwestorom). Zgodnie z przepisami prawa, w szczególności Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji, pracownicy mają prawo powoływania określonej liczby członków organów (rad nadzorczych i zarządów) w części spółek, w tym Istotnych Spółek Zależnych. Dodatkowe uprawnienia w tym zakresie mogą również wynikać z wewnętrznych regulacji obowiązujących w spółkach, w szczególności statutów lub regulaminów, oraz mogą wynikać z umów społecznych czy porozumień. Przedstawiciele pracowników mogą zajmować w określonych kwestiach inne stanowisko niż pozostali członkowie poszczególnych organów tych Spółek. Ponadto, ze względu na przepisy prawa dotyczące *unbundlingu* w odniesieniu do działalności dystrybucyjnej, operatorzy systemów dystrybucyjnych (w tym OSD należący do naszej Grupy) powinni pozostawać w istotnej mierze niezależni w prowadzeniu działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej. Oznacza to, że nie możemy bezpośrednio ingerować w szereg działań OSD wchodzących w skład Grupy PGE.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.2. Ryzyko nieuregulowanego stanu prawnego wykorzystywanych nieruchomości

Ze względu na rodzaj prowadzonej działalności Grupa korzysta z bardzo dużej liczby nieruchomości, przy czym znaczna część ma istotne znaczenie ze względu na znajdujące się na nich urządzenia, instalacje, budowle itp., które są wykorzystywane w naszej działalności. Grupa korzysta z nieruchomości głównie w oparciu o prawa rzeczowe (własność, użytkowanie wieczyste, użytkowanie i inne ograniczone prawa rzeczowe) lub obligacyjne (dzierżawa, najem). Jednak w stosunku do znacznej liczby nieruchomości, zwłaszcza nieruchomości wykorzystywanych przez spółki dystrybucyjne z Grupy PGE, istnieją wątpliwości co do prawidłowości naszego tytułu prawnego do korzystania z nich lub nawet istnienia takiego tytułu. Problem ten dotyczy głównie nieruchomości, przez które przechodzą linie energetyczne.

W wielu przypadkach nasze spółki nie mają możliwości wykazania tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, na których znajdują się wykorzystywane przez nie urządzenia lub instalacje lub przez które prowadzone są linie energetyczne. Niejednokrotnie spółki budowały tego rodzaju urządzenia lub instalacje na cudzej nieruchomości lub przeprowadzały linie energetyczne przez cudzy grunt, bez wyraźnego porozumienia z właścicielem nieruchomości. Polskie regulacje prawne tych kwestii są niejasne, a orzecznictwo sądowe w sprawach dotyczących takich sytuacji podlegało w ostatnich latach zmianom. Wiąże się to z ryzykiem roszczeń zgłaszanych w stosunku do spółek z Grupy, co obecnie ma miejsce w odniesieniu do OSD i Spółek Sprzedaży Detalicznej z naszej Grupy. Nie możemy wykluczyć dalszego zgłaszania takich roszczeń oraz związanego z nim ryzyka zapłaty wynagrodzeń, poniesienia innych kosztów lub nawet konieczności zaprzestania korzystania z niektórych nieruchomości (porównaj opis w punkcie 15.2.3. i 15.2.4. w Rozdziale XIII Prospektu).

W sierpniu 2008 roku, w drodze nowelizacji KC, wprowadzono instytucję służebności przesyłu. Służebność taka może być ustanawiana m.in. na rzecz przedsiębiorstw dystrybucyjnych na nieruchomościach, na których istnieją urządzenia infrastruktury dystrybucyjnej należące do tych przedsiębiorstw. W związku z powyższym, zarówno właściciele nieruchomości, jak i nasze spółki dystrybucyjne (OSD) otrzymały dodatkową możliwość uregulowania stanu prawnego dotyczącego korzystania z takich nieruchomości.

Ponadto, zgodnie z nowelizacją KC osoba, która poniosła koszty budowy urządzeń służących m.in. do dostarczania energii elektrycznej lub ciepła (np. odbiorca energii elektrycznej lub ciepła finansujący budowę urządzeń) może żądać, aby przedsiębiorca, który przyłączył urządzenia do swojej sieci (np. OSD), nabył ich własność za odpowiednim wynagrodzeniem, chyba że strony w umowie postanowiły inaczej. Ustawa nie reguluje, czy i w jakim zakresie jej przepisy dotyczą urządzeń, które zostały zbudowane przed wejściem w życie ustawy i w odniesieniu do których koszty budowy i stan własnościowy nie zostały jasno rozliczone i uregulowane. Nie można zatem wykluczyć ryzyka występowania z żądaniami rozliczeń kosztów budowy urządzeń zbudowanych przed wejściem w życie tej nowelizacji.

W przypadku nieruchomości, w stosunku do których nie mamy tytułu prawnego lub nasz tytuł prawny może być podważony, istnieje ryzyko roszczeń ze strony ich właścicieli, domniemanych właścicieli lub innych osób o wynagrodzenie z tytułu bezumownego korzystania przez nas z tych nieruchomości, a nawet roszczeń zmierzających do całkowitego pozbawienia nas możliwości korzystania z nich.

Powyższe czynniki mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.3. Ryzyko roszczeń byłych właścicieli w odniesieniu do części naszych nieruchomości

Z uwagi na uwarunkowania historyczne związane z przejmowaniem w okresie powojennym nieruchomości osób prywatnych (prawnych i fizycznych) przez Skarb Państwa lub inne jednostki państwowe lub samorządowe, istnieje ryzyko związane z roszczeniami byłych właścicieli do nieruchomości, z których korzystamy, w tym nieruchomości, których jesteśmy właścicielami lub wieczystymi użytkownikami. Istnieje również ryzyko zmiany prawa w tym zakresie, w szczególności uchwalenia tzw. ustawy reprywatyzacyjnej. Nie jesteśmy w stanie przewidzieć rodzaju i kierunku takich zmian prawa, w szczególności nie jesteśmy w stanie przewidzieć zakresu ewentualnych obowiązków nałożonych na nas w ewentualnej ustawie reprywatyzacyjnej i ich skutków dla naszej działalności.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.4. Ryzyko niewystarczających zapasów paliw

Prawo Energetyczne nakłada na każde przedsiębiorstwo zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła obowiązek utrzymywania zapasów paliw w ilościach zapewniających utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła. Za niedotrzymanie wymaganego poziomu zapasów paliw Prezes URE nakłada karę pieniężną na przedsiębiorstwo w wysokości do 15% jego przychodu z działalności koncesjonowanej osiągniętego w poprzednim roku podatkowym. Przepisy regulujące powyższe kwestie są niejasne. Przepisy nie określają też sytuacji, w których zapasy te mogą być wykorzystane, co oznacza, że muszą one być utrzymywane stale, a organ kontrolujący (Prezes URE), bez względu na przyczynę naruszenia obowiązku utrzymywania zapasów, musi wymierzyć karę pieniężną.

Z uwagi na nieprecyzyjne przepisy prawa oraz ryzyko przerwania lub ograniczenia dostaw paliw do wytwórców energii elektrycznej oraz ciepła z naszej Grupy (porównaj opis w punkcie 1.3.5. poniżej), istnieje ryzyko, że nie zawsze będziemy mogli wykonać obowiązek utrzymywania wymaganej ilości zapasów paliw. W przeszłości spółkom z naszej Grupy były wymierzane sankcje za niedochowanie obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów paliw. Sytuacje takie mogą zdarzać się w przyszłości.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.5. Ryzyko przerwania dostaw paliw do naszych elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła przez nasze elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie jest uzależnione od dostaw paliw, w tym węgla brunatnego (w szczególności do Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów), węgla kamiennego (w szczególności do Elektrowni Opole i ZEDO) oraz gazu. Istnieje ryzyko przerwania dostaw paliw do naszych jednostek wytwórczych, w szczególności z powodów technicznych (w tym awarie), naturalnych (katastrofy, trudne warunki atmosferyczne), społecznych (strajki), gospodarczo-politycznych (ograniczona podaż paliw lub usług transportowych i narzucanie niekorzystnych warunków dostaw i transportu) i innych. Przerwanie lub ograniczenie dostaw paliw może spowodować przerwanie lub znaczące ograniczenie wytwarzania przez nas energii elektrycznej lub ciepła.

W Polsce występował i może wystąpić ponownie brak równowagi na rynku paliw, w szczególności w odniesieniu do węgla kamiennego do celów energetycznych oraz węgla niskosiarkowego, który może zostać spowodowany wysokim popytem na te rodzaje węgla i obniżaniem krajowej podaży. Stan taki powoduje niebezpieczeństwo braku zaopatrzenia w węgiel kamienny jednostek wytwórczych w spółkach z Grupy PGE, niebezpieczeństwo naruszenia obowiązku utrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie oraz konieczność kupowania węgla po rosnących cenach, w tym od dostawców z innych krajów. Na brak równowagi w dostawach i wzrost cen węgla w Polsce może wpływać również wzrost cen tego paliwa na rynkach światowych. W zakresie krajowego węgla kamiennego jesteśmy uzależnieni od kilku dostawców kontrolowanych przez Skarb Państwa. Ceny tego surowca są ustalane co roku, w toku negocjacji. Istnieje ryzyko, że w przyszłości nie będziemy mogli wynegocjować korzystnych dla nas cen węgla. Nie ma pewności, że umowy z tymi dostawcami zostaną przedłużone na korzystnych dla nas warunkach ani że nie zostaną wypowiedziane przez dostawców.

Istnieje ryzyko zakłóceń w dostarczaniu do Polski, w tym również do spółek z naszej Grupy, gazu z terytorium innych państw. Tylko około 1/3 gazu zużywanego w Polsce pochodzi ze źródeł zlokalizowanych na terenie Polski. Pozostała część jest importowana, w przeważającej części z Rosji, gazociągami biegnącymi przez terytoria Białorusi i Ukrainy. Zakłócenia w dostarczaniu tego gazu mogą wynikać w szczególności z przyczyn gospodarczych, prawnych lub politycznych występujących w krajach, w których gaz jest wydobywany (np. Rosja) lub w krajach tranzytowych (np. Białoruś lub Ukraina). W końcu roku 2008 i na początku roku 2009 wystąpiły istotne zakłócenia, a nawet czasowe wstrzymanie dostaw gazu rosyjskiego przez terytorium Ukrainy. Sytuacja taka może występować w przyszłości i może mieć negatywny wpływ na naszą działalność. Ewentualne zakłócenia w dostawach gazu mogą wpływać bezpośrednio na działalność naszych elektrociepłowni, które wykorzystują gaz dostarczany z terytorium Rosji, tj. EC Lublin-Wrotków i EC Rzeszów, w szczególności prowadzić do jej czasowego ograniczenia lub nawet przerwania. Zakłócenia w dostawach gazu z zagranicy mogą również wpływać na czasowe zmniejszenie się popytu na energię elektryczną, będące wynikiem czasowych ograniczeń lub przerwania działalności niektórych przedsiębiorstw wykorzystujących duże ilości gazu (np. PKN Orlen S.A., niektóre zakłady azotowe), powodującym w efekcie zmniejszenie pobierania przez nie energii elektrycznej.

Elektrownia Bełchatów i Elektrownia Turów wytwarzają energię elektryczną w oparciu o węgiel brunatny pochodzący z KWB Bełchatów i KWB Turów, które wchodzą w skład Grupy PGE. Zaprzestanie dostaw węgla z tych kopalń (np. na skutek strajków, awarii, katastrof lub innych czynników) będzie skutkować zaprzestaniem produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów.

Niebezpieczeństwo zaistnienia braku paliw może wynikać również z działań OSP, który może nakazać wytwórcom energii (jednostkom wytwórczym centralnie dysponowanym) wytwarzanie energii (tzw. generacja wymuszona – porównaj opis w punkcie 1.2.9. powyżej). Tego rodzaju wymuszone wytwarzanie energii odbywa się bez względu na zawarte przez wytwórców umowy, zaplanowaną wielkość produkcji energii elektrycznej i ilość zakupionych przez nich paliw. Generacja wymuszona może zatem powodować naruszenie zapasów paliw, a ich bieżące uzupełnienie może być istotnie utrudnione.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.6. Ryzyko związane z pozyskiwaniem finansowania

Istotną część naszej działalności finansujemy w formie finansowania dłużnego ze źródeł zewnętrznych (kredyty bankowe, obligacje i inne). Jesteśmy stronami wielu umów finansowych o skomplikowanej strukturze prawnej. Nie możemy wykluczyć, iż w przyszłości nie będziemy mogli pozyskać nowego finansowania w pożądanej przez nas wysokości lub na pożądanych przez nas warunkach. Może to być spowodowane niestabilną sytuacją na rynkach finansowych i kapitałowych w Polsce lub za granicą, pogarszającą się ogólną koniunkturą gospodarczą w Polsce lub za granicą lub innymi przyczynami, których nie jesteśmy w stanie przewidzieć. W szczególności kryzys gospodarczy, który od ponad roku występuje w wielu krajach (w tym w Stanach Zjednoczonych Ameryki, w krajach Unii Europejskiej, w Rosji i w Japonii), może mieć negatywny wpływ na naszą działalność. Kryzys ten objawia się m.in. istotnym ograniczeniem finansowania udzielanego przez banki komercyjne lub żądaniem przez nie dodatkowych zabezpieczeń. Okoliczności te mogą niekorzystnie wpływać na warunki pozyskiwanego przez nas finansowania, w szczególności mogą prowadzić do zwiększenia kosztów takiego finansowania (podwyższone oprocentowanie, prowizje itp.). Zwiększone koszty finansowania będą negatywnie wpływać na nasze wyniki, a w związku z tym wielkość ewentualnych dywidend. Powyższe zjawiska mogą również sprawiać, że polityka stron finansujących dotycząca zawierania nowych umów lub interpretacji i wykonywania umów już zawartych stanie się bardziej restrykcyjna. Może to prowadzić do sporów z takim instytucjami na tle umów finansowych już zawartych (porównaj opis w punkcie 1.3.7. poniżej) oraz utrudniać zawieranie przyszłych umów dotyczących finansowania. W przypadku znacznych perturbacji na międzynarodowym lub krajowym rynku finansowym (np. takich, jakie wystąpiły w końcu roku 2008) należy liczyć się z ryzykiem czasowej niedostępności finansowania zewnętrznego dla Emitenta lub innych podmiotów z naszej Grupy.

Okoliczności te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na możliwość realizacji strategii Grupy PGE i realizację planowanych inwestycji oraz działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.7. Ryzyko związane z naruszeniem warunków umów dotyczących finansowania zawartych przez Elektrownię Bełchatów

Jedną z istotnych inwestycji realizowanych obecnie w Grupie PGE jest budowa bloku 858 MW wraz z projektami związanymi w Elektrowni Bełchatów. Inwestycja ta jest finansowana ze środków pozyskanych na podstawie szeregu umów finansowych zawartych przez Elektrownię Bełchatów z konsorcjum instytucji finansowych z udziałem Banku Handlowego w Warszawie S.A., które udostępniły finansowanie w łącznej kwocie przekraczającej 2,8 mld PLN i 150 mln EUR (porównaj opis umów finansowania zamieszczony w punkcie 4.4. w Rozdziale XIV Prospektu). Pismem z dnia 5 września 2008 roku Bank Handlowy w Warszawie S.A., działając w imieniu podmiotów finansujących jako Globalny Agent Kredytu, zawiadomił Elektrownię Bełchatów, PGE GiE oraz Emitenta o naruszeniach warunków finansowania udzielonego Elektrowni Bełchatów. Zarzuty dotyczyły, w szczególności, naruszenia zapewnień, że umowy sprzedaży energii Elektrowni Bełchatów z podmiotami powiązanymi będą zawierane na warunkach rynkowych, a Elektrownia Bełchatów będzie mieć możliwość maksymalizowania przychodów z tytułu umowy ramowej dla umów sprzedaży energii elektrycznej (porównaj opis umowy w punkcie 2.2. w Rozdziale XIV Prospektu). Zarzuty dotyczyły również naruszenia przez Elektrownię Bełchatów przyjętej strategii obrotu energią elektryczną, w szczególności poprzez zawieranie umów, w których ustalone ceny za energię, moc i uprawnienia do emisji CO_2 są istotnie niższe od cen rynkowych.

W związku z wystąpieniem tzw. przypadków naruszenia, Globalny Agent Kredytu, działając według własnego uznania lub na polecenie kredytodawców większościowych, może zażądać natychmiastowej spłaty kwot zaciągniętych kredytów lub zawiadomić, że stają się one płatne na każde żądanie, może również anulować wszystkie niewypłacone jeszcze kwoty kredytów, rozpocząć egzekucję z ustanowionych zabezpieczeń w celu spłaty już kwot wypłaconych lub wykonać inne uprawnienia mu przysługujące (porównaj informację o umowach i innych dokumentach finansowania dotyczących tych kredytów w punktach 4.4. i 4.5. w Rozdziale XIV Prospektu). Ponadto banki udzielające kredytów Elektrowni Bełchatów mogą nie wypłacić takich kredytów do czasu zniesienia (naprawienia) przypadków naruszenia. Pomimo iż w ocenie Zarządu wstrzymanie wypłaty kredytów, jak też zażądanie spłaty wypłaconych już kredytów, nawet biorąc pod uwagę ich wysokość, nie doprowadzi do utraty płynności przez Elektrownię Bełchatów ze względu na możliwość sfinansowania tej operacji środkami Grupy, konieczność spłaty kredytów udzielonych Elektrowni Bełchatów przy wykorzystaniu środków finansowych Grupy może jednak istotnie wpłynąć na zmniejszenie środków finansowych dostępnych dla Grupy.

Pomimo podejmowanych przez Emitenta oraz Elektrownię Bełchatów działań mających na celu uzgodnienie z Globalnym Agentem Kredytu zmian do dokumentacji finansowania w celu zniesienia przypadków naruszenia, dokumentacja ta nie została jak dotąd uzgodniona, a w dniu 5 czerwca 2009 roku Globalny Agent Kredytu powiadomił Elektrownię Bełchatów, że kredytodawcy kredytu gwarancyjnego (jednego z kredytów udzielonych na podstawie umów opisanych w punkcie 4.4 w Rozdziale XIV Prospektu) nie wyrazili zgody na złożenie przez Elektrownię Bełchatów wniosku do EBI o wypłatę transzy kredytu w wysokości 250 mln PLN. Ostatnią propozycję zmian do dokumentacji finansowania Globalny Agent Kredytu przekazał Elektrowni Bełchatów w dniu 11 sierpnia 2009 roku. Zgodnie ze stanowiskiem przekazanym przez Globalnego Agenta Kredytu zniesienie istniejących przypadków naruszenia może nastąpić pod warunkiem podpisania zmian do dokumentacji finansowania w formie satysfakcjonującej dla kredytodawców, podniesienia marż i prowizji z tytułu finansowania oraz zapłacenia podwyższonej opłaty za zniesienie przypadku naruszenia (tzw. *waiver fee*).

Dalsze utrzymanie przypadków naruszenia umów finansowania może spowodować opóźnienie realizacji bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Ponadto istnienie przypadków naruszenia na podstawie umowy kredytowej dotyczącej powyższej inwestycji może zostać uznane za przypadek naruszenia na podstawie innych umów dotyczących pozyskania finansowania, jakie zawarł Emitent lub inne spółki z Grupy z tymi samymi lub innymi instytucjami finansowymi (tzw. *cross default*) i może powodować analogiczne niekorzystne konsekwencje dla Emitenta lub innych podmiotów z Grupy w ramach takich innych umów.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.8. *Ryzyko niezrealizowania lub niepełnego zrealizowania strategii Grupy PGE*

Realizacja strategii Grupy PGE będzie uzależniona od wielu czynników, z których część ma charakter od nas niezależny, np. zmiany prawa, decyzje i stanowiska organów polskich (w szczególności Ministra Skarbu Państwa reprezentującego Skarb Państwa na Walnym Zgromadzeniu lub Prezesa URE) i Unii Europejskiej, zmiany rynkowe, makroekonomiczne itd. Niektóre z działań objętych naszą strategią będą wymagały pozyskania przez nas finansowania w dużej wysokości (porównaj opis w punkcie 1.3.6. powyżej). Realizacja niektórych działań przewidzianych w naszej strategii będzie wymagać zmian prawa (w szczególności planowana przez nas budowa morskich farm wiatrowych oraz elektrowni jądrowych). Nie możemy przewidzieć, czy takie zmiany prawa zostaną wprowadzone. Ponadto szereg kwestii, w szczególności dotyczących konsolidacji Grupy, wymagać będzie uzgodnień ze związkami zawodowymi. Nie możemy wykluczyć ryzyka opóźnień lub niemożności przeprowadzenia poszczególnych projektów przewidzianych w naszej strategii, spowodowanych m.in. niepewnością lub niemożliwością pozyskania wystarczających środków finansowych, protestami organizacji ekologicznych, strajkami i innymi formami protestu pracowników, wzrostem kosztów inwestycji, opóźnieniami po stronie wykonawców w realizacji naszych zamówień, utrudnieniami w uzyskaniu wymaganych zezwoleń lub innymi nieprzewidzianymi trudnościami. Nie można również wykluczyć, iż planowane inwestycje i akwizycje zrealizowane przez Grupę nie przyniosą spodziewanych wyników, nie doprowadzą do uzyskania efektu synergii, a w efekcie nie doprowadzą do wzrostu wartości Grupy zgodnie z przyjętymi założeniami. Ponadto nie można wykluczyć, iż realizacja planowanych akwizycji i inwestycji będzie wiązać się z koniecznością podjęcia dodatkowych działań związanych z dostosowaniem działalności nabytych podmiotów do działalności i struktury Grupy, których realizacja będzie kosztowna i długotrwała. W przypadku trudności z integracją przejętych podmiotów możemy ponieść wyższe koszty niż przewidywane i nie uzyskać w pełni wszystkich spodziewanych korzyści. Czynniki te mogą opóźniać realizację poszczególnych elementów naszej strategii, a w niektórych przypadkach ją uniemożliwić.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.9. Ryzyko długotrwałej i kosztownej konsolidacji Grupy PGE

Grupa PGE powstała w wyniku realizacji rządowej strategii dla sektora energetycznego w Polsce i wymaga dostosowania jej struktury własnościowej i zarządczej do prowadzonej przez nią działalności w głównych liniach biznesowych. Zgodnie ze strategią Grupy PGE w przyszłości chcemy dokonać znacznego uproszczenia struktury korporacyjnej Grupy PGE celem skoncentrowania podstawowej działalności Grupy PGE w sześciu spółkach odpowiedzialnych za każdą z linii biznesowych Grupy oraz skupiających całość aktywów niezbędnych dla danej linii biznesowej, które to aktywa na dzień Prospektu są własnością wielu Istotnych Spółek Zależnych. Istnieje ryzyko, że wykonanie działań przewidzianych w ramach konsolidacji Grupy będzie utrudnione, opóźnione lub może pociągać za sobą znaczące koszty.

Projekt konsolidacji Grupy zakłada połączenie wielu Istotnych Spółek Zależnych ze spółkami, które będą odpowiedzialne w przyszłości za poszczególne linie biznesowe. Zgodnie z przepisami KSH spółka przejmująca wstępuje z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki spółek przejmowanych, w szczególności na spółkę przejmującą przechodzą wówczas zezwolenia, koncesje oraz ulgi, które zostały przyznane (co do zasady po wejściu w życie KSH) spółce przejmowanej, chyba że ustawa lub decyzja o udzieleniu zezwolenia, koncesji lub ulgi stanowi inaczej. Część zezwoleń, koncesji i ulg przyznanych podmiotom z Grupy PGE może zawierać takie zastrzeżenia, nie można zatem wykluczyć, iż niektóre zezwolenia, koncesje lub ulgi nie przejdą z mocy prawa na właściwe spółki przejmujące, a ubieganie się o ich ponowne wydanie może zakończyć się niepowodzeniem lub zmianą ich dotychczasowych warunków. Niewydanie nowych, ograniczenie lub cofnięcie posiadanych koncesji, zezwoleń lub ulg może istotnie ograniczyć, a nawet całkowicie uniemożliwić przeprowadzenie konsolidacji Grupy PGE. Nie można także wykluczyć, że w niektórych przypadkach wstąpienie przez spółkę przejmującą we wszystkie zobowiązania spółek przejmowanych może mieć niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Planowana konsolidacja jest procesem niezwykle złożonym, a podjęcie działań niezbędnych dla jej realizacji oraz ich przeprowadzenie w wyznaczonym czasie pozostają częściowo poza kontrolą Emitenta. Nie można także wykluczyć kwestionowania niektórych czynności korporacyjnych niezbędnych dla przeprowadzenia procesu konsolidacji, w tym uchwał połączeniowych, jak również przedłużania się okresu rozstrzygania przez sądy ewentualnych sporów na tym tle. Ponadto realizacja konsolidacji wymagać będzie uzyskania zgód osób trzecich, takich jak podmioty finansujące Grupę PGE, czy strony innych umów zawartych przez podmioty z Grupy PGE. Nie możemy zapewnić, iż planowane przez nas działania konsolidacyjne zakończą się w planowanych terminach i przyniosą spodziewane efekty.

Ponadto przepisy prawa oraz inne wiążące nas regulacje, w tym układy zbiorowe oraz umowy społeczne, których stronami są Istotne Spółki Zależne, nakładają na nas pewne obowiązki, które będą miały wpływ na realizację planowanej konsolidacji, w tym konieczność wcześniejszej konsultacji pewnych działań z organizacjami związkowymi i innymi przedstawicielami strony społecznej reprezentującymi pracowników działających w naszej Grupie lub podjęcia innych działań (porównaj opis w punkcie 13.4. w Rozdziale XIII Prospektu). Nie możemy także wykluczyć, że w związku z procesem konsolidacji strona społeczna zgłosi dodatkowe żądania wykraczające poza zakres naszych zobowiązań określonych w powołanych wyżej regulacjach. W okresie poprzedzającym dzień Prospektu w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych zostały wszczęte spory zbiorowe w związku z planowaną konsolidacją Grupy PGE, odbyły się także referenda strajkowe, w wyniku których większość głosujących opowiedziała się za podjęciem akcji protestacyjnej ze strajkiem włącznie. Pomimo iż zakłada się, że konsolidacja realizowana będzie z poszanowaniem praw strony społecznej, ewentualne nieosiągnięcie porozumienia z przedstawicielami strony społecznej może skutkować podjęciem akcji strajkowej, wystąpieniem w Grupie PGE dodatkowych sporów zbiorowych lub rozszerzeniem zakresu obecnie prowadzonych sporów zbiorowych. Z kolei ewentualne uwzględnienie postulatów strony społecznej może znacząco zwiększyć koszty konsolidacji lub ograniczyć jej zakładane pozytywne wyniki i ich wpływ na sytuację i perspektywy Grupy PGE. Ponadto proces konsolidacji prowadzony będzie równolegle z realizacją niektórych postanowień Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących. Nie możemy wykluczyć, iż może to prowadzić do sporów na tle wzajemnego wpływu tych procesów, w tym możliwej zmiany względnych wartości spółek podlegających konsolidacji i związanych z tym parytetów wymiany akcji tych spółek na akcje Emitenta na podstawie powołanej ustawy. W wyniku wystąpienia powyższych okoliczności realizacja konsolidacji Grupy może być utrudniona, opóźniona lub może pociągać za sobą znaczące koszty.

Proces konsolidacji wymaga dokonania szeregu przekształceń własnościowych w ramach Grupy PGE (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu). Przekształcenia te mogą mieć wpływ na prawa i obowiązki wynikające z istotnych dla prowadzonej działalności umów, których stronami są poszczególne spółki Grupy PGE. Umowy te mogą zawierać postanowienia dotyczące zmiany kontroli nad spółkami (np. wymagające uzyskania zgód na taką zmianę kontroli) lub klauzule powodujące zmiany okresu obowiązywania tychże umów w przypadku zmiany struktury właścicielskiej spółek. W szczególności umowa dotycząca finansowania jednej z największych inwestycji w Grupie PGE, budowy bloku o mocy 858 MW, zawarta przez Elektrownię Bełchatów (porównaj opis w punkcie 4.4. w Rozdziale XIV Prospektu) nakłada na Elektrownię Bełchatów obowiązek uzyskania zgody banków finansujących na m.in. połączenie lub przekształcenie tej spółki. W związku z powyższym istnieje ryzyko rozwiązania, wygaśnięcia lub wcześniejszego wypowiedzenia takich umów, zwłaszcza wskutek nieuzyskania zgód stron tych umów na działania podejmowane w związku z konsolidacją. Ponadto konsolidacja może mieć wpływ na wnioski o dofinansowanie ze środków UE, złożone przez poszczególne spółki Grupy PGE, jak również na umowy o dofinansowanie ze środków UE, których stronami są poszczególne spółki Grupy PGE. Istnieje ryzyko, iż sukcesja praw i obowiązków wynikających z tychże wniosków lub umów będzie ograniczona bądź wyłączona. Analogiczny skutek może wystąpić w przypadku postępowań prowadzonych w trybie Ustawy Prawo Zamówień Publicznych, których stronami są poszczególne spółki Grupy PGE. Ponadto Ustawa KDT nie reguluje wprost przypadków połączenia wytwórców mających prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VIII Prospektu). W rezultacie nie można wykluczyć ryzyka, iż Elektrownia Bełchatów, jako spółka przejmująca w przyszłości pozostałych wytwórców konwencjonalnych z Grupy PGE (łączenie się przez przejęcie) nie będzie otrzymywała środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT, będzie je otrzymywała w mniejszej wysokości niż otrzymywane poprzednio przez takich konsolidowanych wytwórców lub że zostanie nałożony obowiązek zwrotu otrzymanych środków z odsetkami lub zwiększenia kwot podlegających zwrotowi.

Wszystkie powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.10. Ryzyko dotyczące połączenia PGE z PGE GiE oraz PGE Energia na mocy Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących

Zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących osoby uprawnione, w tym niektórzy pracownicy tzw. spółek konsolidowanych z grup PGE Energia oraz PGE GiE, mają możliwość zamiany wszystkich posiadanych przez nich akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej, tj. akcje PGE Energia lub PGE GiE (tzw. „konwersja akcji"). Ponadto Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących przewiduje w następnym etapie połączenie PGE z PGE Energia oraz PGE GiE w trybie art. 492 § 1 pkt 1 KSH, przez przeniesienie całego majątku PGE Energia i PGE GiE na PGE, w wyniku czego akcjonariusze PGE Energia i PGE GiE, którzy nabędą akcje tych spółek w trybie przewidzianym w Ustawie o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, staną się akcjonariuszami PGE. Warunki, na jakich takie połączenie będzie dokonane, oraz harmonogram takiej operacji nie są jeszcze znane (porównaj punkt 4. w Rozdziale VII).

Ustalenie parytetu wymiany akcji w procesie łączenia może doprowadzić do konfliktów i powstania sporów zbiorowych. Nie możemy zapewnić, że cel przeprowadzenia tej operacji (tj. uniknięcie sporów zbiorowych z pracownikami w związku z realizowanymi działaniami konsolidacyjnymi w energetyce) zostanie osiągnięty, zaś istotne koszty, jakie mogą się wiązać z przeprowadzeniem tych operacji, zostaną zrównoważone odpowiednimi korzyściami dla PGE i Grupy. W szczególności, w przypadku zbiegu terminów zamiany akcji spółek konsolidowanych na akcje spółek konsolidujących z terminami wykonywania niektórych uprawnień o charakterze korporacyjnym w tych spółkach (w tym ewentualnego uprawnienia do otrzymania dywidendy lub zaliczki na poczet dywidendy) nie można wykluczyć wystąpienia sporów z udziałem akcjonariuszy spółek konsolidowanych i Skarbu Państwa, które mogą mieć negatywny wpływ na Grupę PGE oraz możliwość wykonania przepisów Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących. Ponadto podaż akcji PGE nabytych przez pracowników z grup PGE Energia i PGE GiE oraz przez inne uprawnione osoby może negatywnie wpłynąć na kształtowanie się kursu akcji PGE w przyszłości.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz kształtowanie się kursu akcji PGE na GPW.

1.3.11. Ryzyko związane z przeglądami, remontami i modernizacjami

Nasza działalność wymaga przeprowadzania regularnych przeglądów, remontów i modernizacji naszych aktywów. Powyższe działania wymagają znaczących nakładów finansowych oraz wiążą się z okresowymi wyłączeniami urządzeń i instalacji. Nie możemy wykluczyć ryzyka opóźnień lub niemożności przeprowadzenia poszczególnych prac, spowodowanych m.in. niepewnością w zakresie pozyskania wystarczających środków finansowych, protestami organizacji ekologicznych, strajkami pracowników, wzrostem kosztów inwestycji, opóźnieniami wykonawców w realizacji naszych zamówień, utrudnieniami w uzyskaniu wymaganych zezwoleń lub innymi nieprzewidzianymi trudnościami.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.12. Ryzyko sporów zbiorowych

W PGE oraz Istotnych Spółkach Zależnych działa ponad 100 zakładowych i międzyzakładowych organizacji związkowych, do których należy ponad 27 tys. pracowników Grupy. Na mocy obowiązujących przepisów prawa związki zawodowe mają zagwarantowany wpływ na proces stanowienia prawa. Dysponują również różnymi instrumentami wywierania wpływu na pracodawców, w tym w formie sporów zbiorowych. Spółki z Grupy PGE są stronami zakładowych i ponadzakładowych układów zbiorowych pracy. Ponadto zarządy wielu spółek z Grupy PGE zawarły tzw. umowy społeczne z organizacjami związkowymi. Umowy te przyznają pracownikom i związkom zawodowym liczne uprawnienia. W szczególności nakładają na spółki obowiązek wypłaty wysokich odpraw w przypadku zwolnień oraz obowiązek uzgadniania lub konsultacji pewnych działań (w tym dotyczących restrukturyzacji tych spółek) ze związkami zawodowymi (porównaj opis w punkcie 13.5. w Rozdziale XIII Prospektu). Konieczność konsultowania lub uzgadniania niektórych działań ze związkami zawodowymi może opóźniać, a nawet uniemożliwiać ich przeprowadzenie oraz stanowić przyczynę występowania sporów zbiorowych, w tym strajków lub innych form protestu pracowników. Ponadto w przypadku wystąpienia w przyszłości konieczności dokonywania istotnych redukcji zatrudnienia w Grupie PGE, obowiązek wypłaty pracownikom wysokich odpraw może opóźniać lub istotnie ograniczać naszą zdolność do dokonywania takich działań lub zwiększać ich koszty.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.13. Ryzyko związane z postępowaniami sądowymi, arbitrażowymi i administracyjnymi

Emitent lub inne spółki z Grupy PGE są stronami postępowań sądowych, arbitrażowych lub administracyjnych istotnych dla naszej działalności i naszych wyników finansowych, opisanych w szczególności w punkcie 14. w Rozdziale XIII Prospektu. Podejmujemy działania zmierzające do rozstrzygnięcia tych spraw na naszą korzyść, ale istnieje ryzyko, że zakończą się one dla nas niekorzystnie. Istnieje ryzyko wszczęcia przeciwko Emitentowi lub innym spółkom z Grupy PGE innych postępowań w przyszłości, których rozstrzygnięcie może być dla nas niekorzystne.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.14. Ryzyko braku możliwości pozyskania nowej lub utraty obecnej kadry

Możliwość rozwoju naszej Grupy zgodnie z przyjętymi założeniami zależy od zatrzymania posiadanej i pozyskania nowej kadry o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu w zakresie działalności przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego. Na rynku pracy jest dostępna ograniczona liczba pracowników, którzy mogliby być zatrudnieni w celu zaspokojenia potrzeb kadrowych Grupy PGE. Dotyczy to w szczególności specjalistów o wysokich kwalifikacjach (np. w zakresie energetyki jądrowej w związku z rozpoczęciem procesu przygotowań do budowy pierwszej

elektrowni jądrowej w Polsce). Wraz z rozwojem rynku i pojawianiem się na nim nowych podmiotów oferujących atrakcyjne warunki pracy istnieje ryzyko utraty części naszej obecnej kadry na rzecz takich podmiotów. Dodatkowo, pozyskiwanie wysoko wykwalifikowanej kadry na stanowiska kierownicze w spółkach w Grupie może być utrudnione z uwagi na przepisy prawa polskiego ograniczające wysokość wynagrodzeń takich osób (Ustawa Kominowa). Ponadto w wielu Istotnych Spółkach Zależnych średnia wieku pracowników jest wysoka, w związku z czym, ze względu na osiągnięcie przewidzianego odpowiednimi regulacjami wieku, istotna część kadry tych spółek przejdzie na emeryturę w okresie kilku najbliższych lat. Możemy mieć trudności w pozyskaniu nowej, odpowiednio wykwalifikowanej kadry.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.15. Ryzyko związane z decydującym wpływem Skarbu Państwa jako akcjonariusza Emitenta po przeprowadzeniu Oferty Globalnej

Po zakończeniu Oferty Akcje Oferowane będą reprezentować nie więcej niż 15% kapitału zakładowego Emitenta oraz nie więcej niż 15% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Akcje reprezentujące pozostałą część kapitału zakładowego i głosów na Walnym Zgromadzeniu pozostaną w ręku Skarbu Państwa. Po zakończeniu Oferty Skarb Państwa będzie miał zatem większość co najmniej 85% ogólnej liczby głosów na Walnym Zgromadzeniu. Uchwały Walnego Zgromadzenia podjęte głosami Skarbu Państwa mogą być niezgodne z zamierzeniami lub interesami innych akcjonariuszy. W szczególności istnieje możliwość, że Skarb Państwa wniesie na pokrycie podwyższonego kapitału zakładowego Emitenta aktywa należące do Skarbu Państwa (np. akcje innych spółek będące własnością Skarbu Państwa, w tym akcje Spółek Zależnych). Warunki, na jakich Skarb Państwa mógłby wnieść takie aktywa, nie są znane. Nie można wykluczyć, że warunki ekonomiczne przeprowadzenia tej operacji nie będą zgodne ze stanowiskiem i interesami innych akcjonariuszy Emitenta. Dodatkowo przeprowadzenie takiej operacji zwiększy udział Skarbu Państwa w kapitale zakładowym Emitenta i procentowy udział głosów należących do Skarbu Państwa w ogólnej liczbie głosów z akcji Emitenta.

Posiadaczom Akcji Oferowanych przysługiwać będą pewne prawa, mające na celu ochronę akcjonariuszy mniejszościowych. Na przykład posiadacze Akcji Oferowanych reprezentujący co najmniej 5% kapitału zakładowego Emitenta będą uprawnieni do złożenia wniosku o zwołanie Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia i umieszczenie określonych spraw w porządku jego obrad; akcjonariusze ci będą również uprawnieni do zgłaszania przed terminem Walnego Zgromadzenia projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Jednakże, ponieważ po przeprowadzeniu Oferty Globalnej Skarb Państwa zachowa większościowy pakiet akcji w kapitale zakładowym Emitenta, Skarb Państwa będzie miał decydujący wpływ na sprawy Emitenta, m.in. na kształtowanie naszej polityki i strategii, kierunki rozwoju naszej działalności, wybór członków Rady Nadzorczej i Zarządu Emitenta i innych spółek z Grupy PGE oraz naszą politykę dywidendową. W szczególności Skarb Państwa jako dominujący akcjonariusz Emitenta może ograniczać wysokość wypłacanej dywidendy, a nawet zdecydować o jej niewypłacaniu w poszczególnych latach obrotowych, albo zdecydować o wypłacie w większej niż rekomendowana przez Zarząd wysokości, co może stać w sprzeczności z interesem i oczekiwaniami innych akcjonariuszy i Zarządu. Dodatkowo, uprawnienie Skarbu Państwa do powoływania i odwoływania jednego członka Rady Nadzorczej przewidziane w § 21 ust. 3 Statutu przysługuje Skarbowi Państwa niezależnie od tego, czy Skarb Państwa pozostaje akcjonariuszem Emitenta.

Nie jesteśmy w stanie przewidzieć polityki Skarbu Państwa w odniesieniu do korzystania z powyższych uprawnień i wpływu działań Skarbu Państwa, w tym wykonywania przez Skarb Państwa praw z akcji PGE oraz innych szczególnych uprawnień, na naszą działalność, przychody, wyniki lub sytuację finansową, możliwość realizacji strategii Grupy PGE czy pozycję na rynku. Nie możemy przewidzieć również, czy polityka i działania Skarbu Państwa będą zbieżne z interesami nabywców Akcji Oferowanych i ewentualnych innych akcjonariuszy Emitenta.

Prowadzenie dalszej prywatyzacji Emitenta (zbywanie przez Skarb Państwa akcji Emitenta po zamknięciu Oferty) zależeć będzie od przyszłych decyzji Ministra Skarbu Państwa, Rady Ministrów i innych czynników politycznych w tej kwestii. Nie możemy przewidzieć, czy i na jakich warunkach dalsza prywatyzacja Emitenta będzie prowadzona.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy oraz kształtowanie się kursu akcji PGE na GPW.

1.3.16. Ryzyko związane z wykonywaniem uprawnień przez Skarb Państwa na podstawie Ustawy o Złotej Akcji

Emitent jako jedyna spółka z Grupy PGE objęty jest zakresem stosowania Ustawy o Złotej Akcji. Ustawa o Złotej Akcji określa szczególne uprawnienia Skarbu Państwa oraz zasady ich wykonywania w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego i przyznaje Skarbowi Państwa uprawnienia polegające w szczególności na możliwości ustanowienia w Spółce jednego lub dwóch obserwatorów oraz na prawie wyrażania sprzeciwu wobec określonych czynności lub uchwał podjętych przez organy Spółki. Uprawnienia te przysługują Skarbowi Państwa niezależnie od liczby akcji posiadanych w Spółce.

Pomimo iż do dnia Prospektu minister właściwy do spraw Skarbu Państwa nie skorzystał z prawa powołania obserwatora, nie jesteśmy w stanie przewidzieć przyszłej polityki Skarbu Państwa w odniesieniu do korzystania z powyższych szczególnych uprawnień wynikających z Ustawy o Złotej Akcji oraz ich wpływu na naszą działalność, przychody, wyniki lub sytuację finansową, możliwość realizacji strategii Grupy PGE czy pozycję na rynku. Nie możemy przewidzieć również, czy polityka i działania Skarbu Państwa będą zbieżne z interesami nabywców Akcji Oferowanych i ewentualnych innych akcjonariuszy Emitenta.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.17. Ryzyko związane ze statusem spółki holdingowej

Emitent jest spółką holdingową, co oznacza, że istotną część działalności prowadzą faktycznie jego spółki zależne i do nich bezpośrednio należą istotne aktywa Grupy. Oprócz akcji i udziałów w spółkach zależnych z Grupy, Emitent nie posiada żadnych innych, istotnych aktywów związanych z wytwarzaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. W efekcie istotna część zysku netto Emitenta pochodzi z dywidend od Spółek Zależnych. Możliwość wypłacania przez Emitenta dywidendy uzależniona będzie zatem od wyników Spółek Zależnych i uzyskania przez Emitenta dywidendy od tych spółek. Jeśli Emitent nie będzie w stanie uzyskać dywidend od Spółek Zależnych, doprowadzi to do zmniejszenia wielkości wypłacanej przez Emitenta dywidendy lub zaniechania wypłaty dywidendy w danym roku. Wypłata dywidendy przez Emitenta może być również opóźniona ze względu na konieczność transferu dywidend od Spółek Zależnych. Ponadto część środków wykorzystywanych do finansowania działalności Emitenta, w tym realizowanych przez Emitenta inwestycji, będzie pochodzić z kredytów lub innych form finansowania długiem. W wypadku opóźnienia lub braku wypłaty dywidend przez Spółki Zależne, a także opóźnienia lub braku spłaty zadłużenia, jakie Spółki Zależne mogą zaciągać u Emitenta (np. w formie pożyczek, obligacji itp.), Emitent może przynajmniej czasowo utracić płynność (w szczególności, zdolność do obsługi swojego zadłużenia z kredytów lub innych form finansowania długiem), ponieść straty związane z utratą aktywów finansowych lub być zobowiązany do tworzenia rezerw na przeterminowane lub zagrożone należności od spółek zależnych z Grupy. Z kolei wypłata dywidend i zaliczek na poczet wypłat dywidendy przez Spółki Zależne może negatywnie wpłynąć na ich działalność, wyniki lub sytuację finansową. Czynniki te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na możliwość lub warunki pozyskiwania dalszego finansowania działalności Emitenta i całej Grupy PGE lub możliwość lub wysokość wypłaty dywidendy dla akcjonariuszy Emitenta.

Z uwagi na skalę działania naszej Grupy oraz liczbę naszych Spółek Zależnych możemy mieć także trudności z bieżącym pozyskiwaniem i zarządzaniem informacjami pochodzącymi od naszych Spółek Zależnych oraz wdrażaniem procedur zarządczych oraz procedur dotyczących sprawozdawczości w naszych Spółkach Zależnych. Możemy mieć, zwłaszcza w początkowym okresie, trudności z przestrzeganiem obowiązków informacyjnych i innych szczególnych obowiązków spółek publicznych. Nie dysponujemy w tym zakresie odpowiednim doświadczeniem. Istnieje zatem ryzyko, że nie w pełni będziemy przestrzegać wszystkich obowiązków nałożonych prawem na spółki publiczne, w szczególności w okresie bezpośrednio następującym po dopuszczeniu Akcji Oferowanych do notowań na GPW.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.18. Ryzyko związane z potencjalnym naruszeniem przepisów antymonopolowych

W obecnym stadium rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej spółki dystrybucyjne, posiadające sieć dystrybucyjną na danym rynku lokalnym, są naturalnymi monopolistami w zakresie usług dystrybucji energii elektrycznej za pomocą tej sieci na takim rynku. W przypadku Grupy PGE dotyczy to spółek dystrybucyjnych (OSD) działających we wschodniej i centralnej części Polski, których sieć pokrywa około 38% kraju. Ponadto, jako Grupa posiadamy obecnie około 42% udział w rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (mierzony wielkością produkcji energii elektrycznej netto). Jako Grupa jesteśmy również największym sprzedawcą energii elektrycznej w Polsce. W związku z monopolistyczną lub dominującą pozycją Grupy na odpowiednich rynkach podlegamy wszelkim ograniczeniom dotyczącym zakazu nadużywania pozycji dominującej, wynikającym z przepisów antymonopolowych prawa polskiego i Prawa Europejskiego. Organy antymonopolowe (Prezes UOKiK, Komisja Europejska) mogą kontrolować przestrzeganie przez nas tych ograniczeń, a w przypadku stwierdzenia naruszeń mogą wymierzać sankcje w postaci np. kar pieniężnych nakładanych na poszczególne spółki z Grupy (co do zasady, do 10% przychodów osiągniętych w roku poprzedzającym rok nałożenia kary) lub osoby pełniące w nich funkcje kierownicze lub zarządzające, bądź nakazania podjęcia określonych działań (w szczególności zaniechania danej praktyki ograniczającej konkurencję). W skrajnym przypadku właściwy organ może również nałożyć sankcje w postaci nakazu dokonania pewnych przekształceń strukturalnych danego przedsiębiorcy (np. podział naszego przedsiębiorstwa (Grupy) i sprzedaż jego części podmiotowi spoza Grupy).

Nasza działalność jest również oceniana przez organy antymonopolowe w zakresie przestrzegania przepisów dotyczących koncentracji przedsiębiorstw, przepisów zakazujących zawierania porozumień ograniczających konkurencję oraz stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów (np. stosowania niedozwolonych postanowień wzorców umownych, nierzetelnego informowania konsumentów, nieuczciwych praktyk rynkowych). Pomimo dbałości Emitenta oraz innych spółek z Grupy PGE o przestrzeganie powyższych przepisów, ze względu na skalę i okres prowadzonej przez nas działalności, nie możemy zapewnić, że w żadnym przypadku nie doszło do naruszenia powyższych przepisów. W przypadku stwierdzenia naruszenia odpowiednich przepisów (zakazów), organ antymonopolowy może wymierzyć kary pieniężne (co do zasady, do 10% przychodów osiągniętych w roku poprzedzającym rok nałożenia kary), nakazać dokonanie pewnych przekształceń strukturalnych podmiotów naruszających przepisy oraz nakazać zaniechanie stosowania danej praktyki. W odniesieniu do praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, organ antymonopolowy (oraz inne upoważnione przez prawo podmioty) może dodatkowo wystąpić z powództwem o uznanie postanowienia wzorca umowy za niedozwolone.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.19. Ryzyko związane z niedozwoloną pomocą publiczną

Przepisy prawa polskiego i Prawa Europejskiego dotyczące pomocy publicznej (*state aid*) są nieprecyzyjne. Istnieje ryzyko, że niektóre działania podejmowane przez nas lub wobec nas w przeszłości (w szczególności gwarancje i poręczenia udzielane przez Skarb Państwa lub podmioty kontrolowane przez państwo na zabezpieczenie niektórych naszych zobowiązań, umorzenia niektórych należności publicznoprawnych, przekształcenia i inne operacje kapitałowe, w tym dokonana konsolidacja i utworzenie Grupy, finansowanie inwestycji przy udziale środków z funduszy kontrolowanych przez państwo, w tym funduszy ochrony środowiska oraz inne działania) stanowiły pomoc publiczną udzieloną niezgodnie z zasadami jej udzielania wynikającymi z prawa polskiego i Prawa Europejskiego (w szczególności bez akceptacji Komisji Europej-

skiej). Istnieje również ryzyko, że niektóre działania podejmowane przez nas lub w odniesieniu do nas w przyszłości mogą być kwalifikowane jako pomoc publiczna udzielana nam lub naszym Spółkom Zależnym. Otrzymanie niedozwolonej pomocy publicznej może skutkować obowiązkiem zwrotu przez nas udzielonej pomocy wraz z odsetkami, na zasadach określonych w przepisach prawa polskiego i Prawa Europejskiego.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.20. Ryzyko związane z regulacjami nakładającymi obowiązek zapewniania wystarczającej liczby świadectw pochodzenia

Zgodnie z Prawem Energetycznym przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (tzw. zielone certyfikaty). Alternatywnie, przedsiębiorstwa takie mogą uiścić opłatę zastępczą. W przypadku nieprzestrzegania obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych albo uiszczenia opłaty zastępczej, przedsiębiorstwo podlega karze finansowej. Podobne zasady dotyczą energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji, oddzielnie dla jednostek opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW oraz dla pozostałych jednostek i świadectw pochodzenia z kogeneracji (tzw. żółte i czerwone certyfikaty).

W przeszłości spółkom z naszej Grupy były wymierzane sankcje ze niedochowanie obowiązków w zakresie przedstawiania do umorzenia odpowiedniej liczby świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii i świadectw pochodzenia z kogeneracji. Sytuacje takie mogą zdarzać się w przyszłości.

Ze względu na obecny oraz przewidywany niedobór praw majątkowych do świadectw pochodzenia na rynku istnieje ryzyko, że w praktyce ceny świadectw będą się kształtować na poziomie zbliżonym do wysokości kosztów ponoszonych przez sprzedawcę w przypadku uiszczenia opłaty zastępczej (w szczególności może to dotyczyć tzw. zielonych certyfikatów). Oznaczać to będzie, że ceny świadectw pochodzenia zależeć będą od aktualnych regulacji w tym zakresie, decyzji organów regulacyjnych lub innych organów, w szczególności dotyczących ustalania wysokości odpowiednich opłat zastępczych. Przychody osiągane przez podmioty z Grupy PGE ze sprzedaży świadectw pochodzenia wytworzonej energii są zatem uzależnione od decyzji administracyjnych oraz uregulowań prawnych, co niesie za sobą ryzyko regulacyjne. Istnieje też ryzyko, że ceny świadectw będą wyższe niż koszty ponoszone przez sprzedawcę w przypadku uiszczenia opłaty zastępczej.

W długim okresie istnieje także niepewność co do funkcjonowania oraz kształtu systemów wsparcia wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii lub w wysokosprawnej kogeneracji, a także ryzyko wprowadzenia innych systemów wsparcia (porównaj opis w punkcie 8.5. w Rozdziale VIII Prospektu).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.21. Ryzyko związane z kosztami rekultywacji

Spółki wydobywcze są zobowiązane do dokonania rekultywacji terenów, na których prowadzone były prace wydobywcze. Prawo Geologiczne i Górnicze oraz przepisy wykonawcze do tej ustawy nakładają na spółki wydobywcze obowiązek dokonywania odpisów na fundusz likwidacji zakładu górniczego w wysokości 10% należnej opłaty eksploatacyjnej. Środki funduszu mogą zostać wykorzystane jedynie na pokrycie kosztów likwidacji zakładu górniczego, w tym kosztów rekultywacji. Obecnie Emitent ocenia, że środki funduszu zebrane na koniec okresu eksploatacji kopalń posiadanych przez jego odpowiednie Spółki Zależne (spółki wydobywcze) wyłącznie w oparciu o obowiązujące przepisy stanowiłyby jedynie kilkuprocentowy udział w szacunkowych, realnych kosztach rekultywacji. W związku z tym spółki wydobywcze z Grupy PGE (KWB Bełchatów, KWB Turów) tworzą dodatkowo rezerwy na rekultywację końcową terenów pogórniczych. Emitent ocenia jednak, że również tworzone dodatkowe rezerwy mogą nie zapewnić pokrycia rzeczywistych kosztów rekultywacji, jakie w przyszłości będą musiały ponieść spółki wydobywcze z Grupy PGE. Może to w przyszłości spowodować konieczność istotnego zwiększenia odpisów na fundusz rekultywacji lub tworzenia innych rezerw oraz poniesienia innych kosztów związanych z rekultywacją. Spółki wydobywcze z Grupy PGE mogą być również zmuszone do finansowania kosztów rekultywacji terenów ze źródeł zewnętrznych. Nie możemy zapewnić, że koszty ponoszone w związku z rekultywacją terenów będą mogły być zrównoważone przez odpowiedni wzrost cen usług i produktów wytwarzanych przez Grupę.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.22. Ryzyko związane z rozwiązaniem KDT

Emitent oraz niektóre Istotne Spółki Zależne były stronami KDT. Rozwiązanie KDT uregulowane w Ustawie KDT jest precedensowym programem tego typu w Polsce. Przepisy Ustawy KDT regulujące w szczególności obliczanie, sposób wypłaty i korygowanie wysokości środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, obliczanie i wypłatę tych środków wytwórcom wchodzącym w skład grup kapitałowych (w tym Grupy PGE), konsekwencje podatkowe rozwiązania KDT i wypłaty tych środków oraz inne kwestie, są skomplikowane i nie ma w Polsce ustalonej praktyki ich stosowania. Spółka pełniąca istotną funkcję w systemie pokrywania kosztów osieroconych – Zarządca Rozliczeń S.A. – jest podmiotem w całości zależnym bezpośrednio od PSE Operator, a pośrednio od Skarbu Państwa. Ponadto niektóre organy państwowe, w szczególności Prezes URE i Minister Gospodarki, mają prawo podejmować istotne decyzje w zakresie realizacji Ustawy KDT. Z uwagi na to, że realizacja Ustawy KDT jest w fazie początkowej, nie ma obecnie pełnych informacji na temat przyjętej przez właściwe organy państwowe oraz Zarządcę Rozliczeń S.A. praktyki odnośnie realizowania zadań nałożonych na nich w Ustawie KDT.

Istnieje ryzyko, że w stosunku do Elektrowni Turów prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych może być zakwestionowane ze względu na niejasne brzmienie decyzji Komisji Europejskiej zatwierdzającej program rozwiązania KDT (Ustawę KDT) jako program pomocy publicznej.

Wytwórcy, którzy rozwiązali KDT i są uprawnieni do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, w tym wytwórcy należący do Grupy PGE, narażeni są na obowiązek zwrotu otrzymanych środków w wypadku ujemnej korekty kosztów osieroconych (rocznej lub końcowej). Praktyka właściwych organów w zakresie ustalania wysokości kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT, wysokości należnych wytwórcom środków na pokrycie kosztów osieroconych oraz korekt tych kosztów nie jest jeszcze ustalona. Dotyczy to między innymi przyjmowanego w tym celu wyniku finansowego wytwórców z Grupy PGE, którzy byli stronami KDT, w tym uwzględniania wyniku finansowego innych spółek Grupy PGE i kosztów uprawnień do emisji CO_2 (istnieje w szczególności ryzyko, że organy te przy ustaleniu tych wielkości nie będą brały pod uwagę całości lub części tych kosztów). W dniu 31 lipca 2009 roku Prezes URE wydał w stosunku do wytwórców z Grupy PGE uprawnionych do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT decyzje dotyczące korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok (będący pierwszym, niepełnym rokiem wykonywania tej ustawy). Wszystkie te decyzje, zdaniem ich adresatów, są dla nich niekorzystne i zostały wydane z naruszeniem Ustawy KDT. Z niektórych z tych decyzji wynika obowiązek zwrotu Zarządcy Rozliczeń S.A. korekty rocznej kosztów osieroconych, w łącznej kwocie około 141 mln PLN. Wytwórcy z Grupy PGE uprawnieni do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT odwołali się do sądu od wszystkich decyzji Prezesa URE dotyczących korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok. Bliższe informacje na temat tych postępowań zostały zawarte w punkcie 14.3. w Rozdziale XIII Prospektu.

Ponadto Emitent stosuje w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych interpretację przepisów Ustawy KDT odmienną od interpretacji zastosowanej przez Prezesa URE w decyzjach, o których mowa powyżej (podobnie postępują wytwórcy z Grupy PGE). W przypadku zastosowania przez Emitenta interpretacji przepisów Ustawy KDT wynikającej z tych decyzji, Emitent wykazałby w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za 2008 rok przychody w wysokości niższej o ok. 427 milionów PLN w porównaniu do zaewidencjonowanej kwoty 1.322 milionów PLN. Podobnie, Emitent szacuje, że w wyniku zastosowania interpretacji Ustawy KDT wynikającej z powołanych decyzji Prezesa URE przychody Emitenta przynależne za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca 2009 roku byłoby niższe o ok. 400-500 milionów PLN w porównaniu do zaewidencjonowanej w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym kwoty 818 milionów PLN (porównaj punkt 6.3. w Rozdziale XI oraz notę 46 do śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnego z MSSF za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 30 czerwca 2009 roku zamieszczonego w Rozdziale XXIX Prospektu). Zarząd Emitenta, po przeprowadzeniu wszechstronnych analiz i w oparciu o uzyskane opinie niezależnych doradców prawnych uważa, iż istnieją uzasadnione podstawy by przypuszczać, że odwołania od decyzji Prezesa URE zostaną rozstrzygnięte w sposób korzystny dla Emitenta i wytwórców z Grupy PGE, co potwierdziłoby prawidłowość interpretacji Ustawy KDT stosowanej przez Grupę PGE. Jednak postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE może toczyć się nawet kilka lat, a ponadto, pomimo opinii Zarządu o zasadności odwołań od decyzji Prezesa URE, nie można jednoznacznie przewidzieć wyniku powyższych postępowań. W przypadku gdyby Zarząd, czy to w wyniku oddalenia odwołań i utrzymania w mocy decyzji Prezesa URE, czy to wskutek innych okoliczności, odstąpił od obecnie stosowanej interpretacji Ustawy KDT i zastosował interpretację przyjętą przez Prezesa URE, skutkiem dla Emitenta byłyby niekorzystne zmiany w przychodach i przepływach pieniężnych opisane powyżej wpływające na sytuację finansową Emitenta i Grupy PGE.

W pewnych sytuacjach Ustawa KDT nakłada także na wytwórców dodatkowe sankcje w postaci obowiązku zwrotu otrzymanych środków z odsetkami lub zwiększenia kwot podlegających zwrotowi. Ponadto wytwórcom takim, w tym wytwórcom z Grupy PGE, nie może być udzielona pomoc publiczna na ratowanie lub restrukturyzację, bez zgody właściwych organów, w okresie korygowania (zdefiniowanym w Ustawie KDT) i przez okres 10 lat następujących po zakończeniu tego okresu.

Istnieje ryzyko wywierania presji przez organy państwowe (w szczególności przez Prezesa URE) na wytwórców uprawnionych do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych, w celu zmniejszenia wysokości tych środków (np. zmniejszenia kwot tych środków wnioskowanych przez poszczególnych wytwórców). W szczególności Prezes URE może traktować zmniejszanie w kolejnych latach wysokości środków finansowych wypłacanych na pokrycie kosztów osieroconych jako instrument ochrony konsumentów przed nadmiernym, jego zdaniem, wzrostem cen energii. Działania takie mogą też prowadzić do zmian w prawie, w tym w Ustawie KDT oraz Prawie Energetycznym, zmierzających do nałożenia na wytwórców uprawnionych do otrzymywania środków finansowych na pokrycie kosztów osieroconych szczególnych obowiązków, na przykład w postaci obowiązku sprzedaży energii na giełdzie energii.

Decyzja Komisji Europejskiej nie obejmuje KDT zawartych z Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A. oraz z Electrabel Połaniec S.A. – Grupa Electrabel Polska. Komisja Europejska zamierza wydać odrębną decyzję w sprawie tych KDT. Nie możemy przewidzieć treści i konsekwencji takiej decyzji.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.23. Ryzyko związane z przepisami dotyczącymi zamówień publicznych

Jesteśmy zobowiązani stosować przepisy o zamówieniach publicznych, które nie są jasne. Ich naruszenie może skutkować nieważnością zawieranych umów i innymi negatywnymi konsekwencjami prawnymi. Ponadto obowiązek stosowania przepisów regulujących udzielanie zamówień publicznych może istotnie wpłynąć na zakup przez nas niektórych dostaw, usług oraz robót budowlanych. Przepisy te w praktyce mogą w szczególności znacząco wydłużać proces wyboru dostawców i wykonawców robót budowlanych.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.24. Ryzyko braku integracji systemów informatycznych oraz zróżnicowanego i niedostatecznego poziomu serwisowania systemów i innych rozwiązań informatycznych

Grupa PGE korzysta z dużej liczby różnych rozwiązań informatycznych, które mają istotne znaczenie dla jej działalności. Spółki wchodzące obecnie w skład Grupy PGE w przeszłości zawierały liczne umowy licencyjne oraz umowy zapewniające wsparcie (serwis) systemów informatycznych. W rezultacie obecnie Grupa PGE korzysta z usług wielu dostawców systemów informatycznych świadczących usługi na zróżnicowanych warunkach, zarówno co do zasad udzielania licencji, jak i poziomu obsługi serwisowej oprogramowania. Ponadto część istotnego oprogramowania Grupy PGE wykorzystywana jest na podstawie stosunkowo nieprecyzyjnych umów licencyjnych lub umów zawartych w sposób dorozumiany, tj. poprzez udostępnienie programów za odpłatnością, bez wymaganych zapisów umownych określających zakres udzielonych licencji. W wielu przypadkach zapewnienie prawidłowego działania istotnych dla funkcjonowania Grupy systemów informatycznych spoczywa w praktyce w całości na poszczególnych spółkach z Grupy wykorzystujących takie systemy w swej działalności. Wynika to zarówno z ograniczonego w niektórych umowach zakresu odpowiedzialności dostawców systemów informatycznych za naruszenie umowy jedynie do części otrzymanego przez nich wynagrodzenia, jak i z sytuacji finansowej niektórych dostawców Grupy PGE, która w praktyce nie zapewnia możliwości naprawienia ewentualnych szkód, jakie mogą zostać poniesione przez podmioty z Grupy PGE w razie naruszenia umowy przez danego dostawcę rozwiązań lub usług informatycznych. W odniesieniu do niektórych aplikacji informatycznych istotnych dla działalności Grupy PGE występuje także uzależnienie od dostawców rozwiązań IT, które wiąże się zarówno z utrzymaniem dostępności takich aplikacji, jak i możliwości rozwijania ich funkcji wykorzystywanych przez podmioty z Grupy PGE w związku z rozwojem ich działalności i wprowadzaniem nowych usług i produktów. Grupa PGE rozpoczęła realizację procesu konsolidacji obszaru IT w oparciu o przyjętą strategię, której głównymi celami jest określenie standardów rozwiązań teleinformatycznych dla poszczególnych obszarów biznesowych Grupy, utworzenie Centrum Usług Wspólnych dla obszaru IT (CUW IT) w oparciu o spółkę PGE Systemy S.A., budowa wspólnej infrastruktury teleinformatycznej oraz wdrożenie jednolitych zasad funkcjonowania obszaru IT. Nie możemy zapewnić, iż realizacja procesu konsolidacji obszaru IT nastąpi w zakładanym terminie i zgodnie z przyjętą strategią.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.25. Ryzyko niewystarczającej ochrony ubezpieczeniowej

Działalność prowadzona przez naszą Grupę obarczona jest szeregiem ryzyk, w szczególności związanych z ryzykami awarii i innych zdarzeń, na które nie mamy wpływu. Istotna część tej działalności, w tym: dostarczanie energii elektrycznej, prowadzenie skomplikowanych robót budowlanych, transport paliw, naprawa urządzeń, którymi płynie prąd elektryczny o dużym napięciu lub natężeniu, wiąże się z czynnościami, z którymi związane jest ryzyko powstania szkód na osobie (w tym utraty życia lub zdrowia) lub znacznych szkód w mieniu. W przypadku wystąpienia awarii poszczególnych urządzeń, instalacji lub całości lub części systemu elektroenergetycznego możemy nie być w stanie zrealizować sprzedaży i dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Możemy też ponieść koszty naprawy infrastruktury dystrybucyjnej oraz narazić się na roszczenia odbiorców energii lub osób poszkodowanych w wyniku wypadków, uszkodzeń, katastrof itp. Grupa posiada polisy ubezpieczeniowe pokrywające tylko niektóre ryzyka, takie jak ryzyko zniszczenia mienia w wyniku różnych zdarzeń. Polisy te nie pokrywają jednak wszystkich ryzyk, a wypłaty z polis mogą nie pokryć całej wartości szkód. Ponadto w naszej Grupie istnieją obszary ryzyk, dla których nie wykupiono polis lub zawarte polisy dotyczą wybranych Spółek należących do Grupy lub zabezpieczają tylko fragment całego potencjalnego obszaru zagrożenia, a zaliczyć do nich można m.in. ryzyko roszczeń pracowniczych czy też ryzyko zanieczyszczenia środowiska. W przypadku zdarzeń nieobjętych ochroną ubezpieczeniową, konsekwencje ich wystąpienia będą musiały być pokryte ze środków własnych poszczególnych podmiotów z Grupy PGE lub z finansowania zewnętrznego. Brak ochrony ubezpieczeniowej w poszczególnych przypadkach lub jej niewystarczający zakres może prowadzić do zakłóceń prowadzonej przez nas działalności, a nawet jej czasowego lub całkowitego wstrzymania (np. w przypadku zniszczenia istotnych elementów warunkujących funkcjonowanie przedsiębiorstw poszczególnych podmiotów).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.26. Ryzyko związane z transakcjami między spółkami z Grupy PGE

Emitent i inne spółki z Grupy PGE dokonywały w przeszłości, dokonują i będą dokonywać znacznej liczby transakcji z innymi podmiotami z Grupy PGE. Transakcje te dotyczą w szczególności sprzedaży paliw, energii elektrycznej, uprawnień do emisji, świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadczenia szeregu usług. Polskie przepisy dotyczące takich transakcji nie są precyzyjne. Pomimo dbałości Emitenta oraz innych spółek z Grupy PGE o przestrzeganie przepisów dotyczących takich transakcji, transakcje te lub ich poszczególne warunki mogą być przedmiotem sporów, w tym sporów z organami państwowymi. Nie możemy wykluczyć ryzyka kwestionowania określonych transakcji przez poszczególne organy, wierzycieli i inne podmioty.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy. W zakresie ryzyka cen transferowych porównaj opis w punkcie 1.4.3. poniżej.

1.3.27. Ryzyko kwestionowania niektórych transakcji

Niektóre spółki z Grupy PGE, w tym Emitent, to spółki jednoosobowe. Zgodnie z przepisami KSH, w szczególności w przypadku dokonywania przez spółkę transakcji z jedynym wspólnikiem (akcjonariuszem) konieczne jest zachowanie pewnych dodatkowych wymogów. Przykładowo, w przypadku, gdy wszystkie udziały (akcje) spółki przysługują jedynemu wspólnikowi (akcjonariuszowi) albo jedynemu wspólnikowi (akcjonariuszowi) i spółce, oświadczenie woli takiego wspólnika składane spółce wymaga formy pisemnej pod rygorem nieważności (chyba że inny przepis stanowi inaczej). W przeszłości przepis ten wymagał, aby w sprawach przekraczających zakres zwykłych czynności spółki oświadczenie woli

takiego wspólnika wobec spółki było składane w formie pisemnej z podpisem notarialnie poświadczonym. Ponadto, o ile umowa spółki z ograniczoną odpowiedzialnością nie stanowi inaczej, rozporządzenie przez spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością prawem lub zaciągnięcie zobowiązania do świadczenia o wartości dwukrotnie przewyższającej wysokość kapitału zakładowego wymaga uchwały wspólników. W przeszłości przepisy nie wskazywały wyraźnie, jaka jest sankcja braku uchwały, prezentowany więc był pogląd, że brak takiej uchwały powodował nieważność rozporządzenia lub zobowiązania. Również Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji stanowi, iż w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa oświadczenia woli składane spółce przez Skarb Państwa wymagają zachowania formy pisemnej pod rygorem nieważności.

Ponadto, Ustawa o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa, Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji, a także przepisy poprzedzającej ją ustawy z dnia 13 lipca 1990 roku o prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych (Dz.U. z 1990 roku, Nr 51, poz. 298, z późn. zm.) oraz inne ustawy, które mają obecnie lub miały w przeszłości zastosowanie do PGE i innych spółek z Grupy PGE, wprowadzają szczególne wymogi dotyczące określonych transakcji, w szczególności takich jak zawiązanie innej spółki, zbycie określonych składników majątku lub zbycie składników majątku o określonej wartości, w tym obowiązek uzyskania zgody określonego organu spółki lub organu administracji na rozporządzenie składnikami majątku pod rygorem nieważności. Przykładowo, zgodnie z Ustawą o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa niektóre transakcje państwowych osób prawnych (tj. spółek w całości kontrolowanych przez Skarb Państwa) w przedmiocie rozporządzenia składnikami aktywów trwałych, których wartość rynkowa przekracza równowartość w złotych kwoty 50.000 EUR wymagają, co do zasady, zgody MSP, zaś zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji darowizna, zwolnienie z długu oraz zawarcie innej umowy niezwiązanej z przedmiotem działalności gospodarczej spółki określonym w statucie, o wartości przekraczającej równowartość 5.000 EUR wymaga zgody rady nadzorczej. W przypadkach opisanych powyżej czynność dokonana bez wymaganej zgody jest nieważna. Przepisy powołanych ustaw miały w przeszłości i będą miały w przyszłości w różnym zakresie zastosowanie do spółek z Grupy PGE. W szczególności Ustawa o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa znajduje zastosowanie m.in. do PGE, PGE GiE, PGE Energia, PGE Energia Odnawialna oraz innych spółek z Grupy w całości kontrolowanych przez Skarb Państwa do czasu przeprowadzenia Oferty. Ponadto niektóre z tych wymogów będą mieć zastosowanie także po przeprowadzeniu Oferty. Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji określa także m.in. szczególny tryb zbywania akcji należących do Skarbu Państwa, przy czym odstępstwo od tego trybu wymaga zgody Rady Ministrów pod rygorem nieważności (art. 33 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji), a także szczególny tryb związany ze zbywaniem określonych składników majątkowych w procesie prywatyzacji. Wymogi określone w powołanej ustawie mają zastosowanie m.in. w przypadku wnoszenia akcji należących do Skarbu Państwa na pokrycie kapitału zakładowego innej spółki. Przepisy powołanych powyżej ustaw, a co za tym idzie zakres obowiązku uzyskania zezwoleń określonego organu, ulegały w przeszłości wielu zmianom.

Znaczna część spółek z Grupy PGE, w tym większość Spółek Zależnych, została włączona do Grupy PGE niedawno i nie możemy zapewnić, że zachowywały one wszystkie wymogi KSH dotyczące skuteczności ich czynności w obrocie prawnym, w szczególności wymogi dotyczące dokonywania transakcji z jedynym wspólnikiem (akcjonariuszem). Podobnie nie możemy zapewnić, że spółki z Grupy PGE w każdym przypadku uzyskiwały zezwolenia odpowiednich organów na rozporządzanie określonymi składnikami majątku w przypadkach określonych w ustawach powołanych powyżej. Również kontrola działalności poszczególnych spółek należących do tak dużej grupy kapitałowej jak nasza jest utrudniona i może nie zapobiec naruszaniu w przyszłości przez spółki z Grupy PGE, w tym Istotne Spółki Zależne, przepisów KSH, Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji i innych ustaw. Nie możemy zatem zapewnić, że spółki z naszej Grupy, w tym Istotne Spółki Zależne, nie naruszyły lub nie naruszą poszczególnych wymogów KSH lub innych ustaw. Nie możemy również zapewnić, iż w przeszłości w każdym przypadku uzyskano wszystkie wymagane zezwolenia organów administracji na utworzenie spółki, a także wniesienie akcji lub innych składników majątku na pokrycie kapitału zakładowego spółek naszej Grupy. W efekcie istnieje ryzyko, że niektóre transakcje dokonane przez spółki z naszej Grupy lub transakcje dotyczące spółek z naszej Grupy, w szczególności w wyniku których wniesione zostały wkłady rzeczowe na pokrycie kapitału zakładowego spółek z naszej Grupy, w tym Istotnych Spółek Zależnych, mogą być kwestionowane.

Przepisy prawa polskiego dotyczące przenoszenia przedsiębiorstwa lub zorganizowanej części przedsiębiorstwa są niejasne i były przedmiotem rozbieżnych poglądów doktryny i orzecznictwa. W szczególności, w świetle orzecznictwa Sądu Najwyższego ocena skuteczności przeniesienia przedsiębiorstwa wymaga odrębnej oceny dopuszczalności przeniesienia każdego z jego składników, w tym pod kątem ewentualnych ograniczeń przeniesienia lub cesji poszczególnych składników przedsiębiorstwa. W świetle powyższego poglądu nie można wykluczyć ryzyka podważenia pełnej skuteczności transakcji mających za przedmiot przedsiębiorstwo, których stronami były nasze spółki z Grupy lub które dotyczyły spółek z Grupy. Pomimo iż powyższy pogląd Sądu Najwyższego dotyczy przedsiębiorstwa, nie można wykluczyć, że będzie on odnoszony też do zorganizowanych części przedsiębiorstwa. W szczególności, wszędzie tam, gdzie składnikami zbywanego przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części były wierzytelności z umów, które zawierały ograniczenie lub zakaz cesji, strony takich umów mogą twierdzić, że wierzytelności te nie zostały skutecznie przeniesione razem z przedsiębiorstwem lub jego zorganizowaną częścią. Analogiczna sytuacja, zdaniem Sądu Najwyższego, ma miejsce w przypadku praw, w odniesieniu do których ograniczenie lub zakaz ich zbywalności wynika z właściwości zobowiązania. Nie można wykluczyć, iż niektóre z transakcji, których stronami lub przedmiotem były Spółki z Grupy, mogą być kwestionowane w oparciu o powyższe zasady.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.28. Ryzyko związane z prawem do naszej firmy lub znaków towarowych zawierających oznaczenie „PGE"

Istnieje spółka utworzona w Polsce, z siedzibą w Łodzi, pod firmą Polska Grupa Energetyczna Sp. z o.o. Spółka ta została wpisana do Krajowego Rejestru Sądowego w dniu 21 sierpnia 2006 roku, czyli przed wpisaniem do Krajowego Rejestru Sądowego naszej firmy w obecnym brzmieniu. Istnieje w związku z tym ryzyko podnoszenia przez tę spółkę roszczeń przeciwko nam, w szczególności o (i) zaniechanie używania przez nas naszej obecnej firmy lub naszych znaków towarowych zawierających oznaczenie „PGE", (ii) usunięcie przez nas skutków naruszenia praw tej spółki do jej firmy lub innych oznaczeń prowadzonej przez nią działalności gospodarczej, (iii) złożenie przez nas odpowiednich oświadczeń, i/lub

(iv) odszkodowanie. Ponadto istnieje ryzyko, że Urząd Patentowy RP odmówi Emitentowi rejestracji znaku słownego PGE ze względu na jego podobieństwo do słowno-graficznego znaku towarowego „PGE", do którego uprawniony jest inny podmiot (porównaj opis w punkcie 10. w Rozdziale XIII Prospektu), co wiązałoby się także z koniecznością zmiany firmy i znaków towarowych PGE. Podobne ryzyko odmowy rejestracji znaku dotyczy procedury przed Urzędem Patentowym Federacji Rosyjskiej.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.29. Ryzyko solidarnej odpowiedzialności z PSE Operator

W związku z wydzieleniem (*unbundlingiem*) działalności przesyłowej (działalności operatora systemu przesyłowego) część naszego majątku była wydzierżawiona (w ramach umowy dzierżawy zorganizowanej części przedsiębiorstwa) na rzecz polskiego OSP – spółki PSE Operator, a następnie w wyniku podziału przez wydzielenie jako wyodrębnione przedsiębiorstwo przeszła na PSE Operator (porównaj opis w punkcie 3. w Rozdziale VII oraz w punkcie 6.1. w Rozdziale XIV Prospektu). Zarówno przepisy KC, jak i przepisy KSH ustanawiają, w związku ze zbyciem przedsiębiorstwa, solidarną odpowiedzialność zbywcy (PGE) i nabywcy przedsiębiorstwa (PSE Operator), jednakże przepisy tych dwóch aktów prawnych istotnie się różnią w tym zakresie. Zgodnie z przepisami KC, zbywca przedsiębiorstwa (PGE) pozostaje odpowiedzialny w pełnej wysokości za zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa, powstałe przed zbyciem przedsiębiorstwa, zaś nabywca przedsiębiorstwa, zgodnie z art. 55^4 KC, jest odpowiedzialny solidarnie ze zbywcą za jego zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa, chyba że w chwili nabycia nie wiedział o tych zobowiązaniach, mimo zachowania należytej staranności. Odpowiedzialność nabywcy ogranicza się do wartości nabytego przedsiębiorstwa według stanu w chwili nabycia, a według cen w chwili zaspokojenia wierzyciela. Natomiast na podstawie art. 546 § 1 KSH, za zobowiązania przypisane w planie podziału spółce przejmującej (PSE Operator) spółka dzielona (PGE) odpowiada solidarnie ze spółką przejmującą (PSE Operator) przez trzy lata od dnia ogłoszenia o podziale. Odpowiedzialność ta jest ograniczona do wartości aktywów netto przyznanych każdej spółce w planie podziału. Zakres solidarnej odpowiedzialności ustanowionej na podstawie przepisów KC i KSH, w związku z wydzieleniem działalności przesyłowej i majątku przesyłowego i związanym z tym podziałem PGE przez wydzielenie, może zatem budzić istotne wątpliwości, zwłaszcza w odniesieniu do odpowiedzialności PGE. Nie można w szczególności wykluczyć, iż w przypadku ewentualnego sporu odnośnie odpowiedzialności PGE za niektóre zobowiązania związane z działalnością przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego, zostaną zastosowane reguły wynikające z przepisów KC, które w szczególności, w odróżnieniu od KSH, nie ograniczają wysokości odpowiedzialności zbywcy przedsiębiorstwa (PGE). Może to oznaczać, że wierzyciele PSE Operator, których wierzytelności były związane z przeniesionym przedsiębiorstwem, będą skutecznie kierować swoje roszczenia przeciwko PGE, do czasu przedawnienia tych roszczeń na zasadach ogólnych, a odpowiedzialność PGE za te roszczenia nie będzie ograniczona kwotowo (wartością odpowiednich aktywów).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.30. Ryzyka związane z transakcjami finansowymi

Grupa pozyskuje finansowanie zewnętrzne i z tego tytułu jest narażona na ryzyko zmian stóp procentowych. Ponadto Grupa pozyskuje również finansowanie w walutach obcych, co naraża ją na ryzyko związane ze zmianą kursów walut, ponieważ większość przychodów Grupy, w tym generowanych przez Istotne Spółki Zależne, jest realizowana w złotych (PLN).

Spółki z Grupy nie mają doświadczenia w zawieraniu transakcji zabezpieczających je przed takimi ryzykami, w związku z tym nie zawierają takich transakcji lub zawierają je w stopniu, który może być niewystarczający. Ponadto zawieranie takich transakcji przez niektóre spółki z Grupy, które pozyskały finansowanie od instytucji finansowych, wymaga uprzedniego uzgodnienia z tymi instytucjami tzw. polityki hedgingowej, czyli zasad zawierania takich transakcji. Może to utrudniać lub opóźniać zawieranie tego rodzaju transakcji.

Ryzyka powyższe nasiliły się od końca 2008 roku wraz z nasilającym się kryzysem gospodarczym na rynkach międzynarodowych. W szczególności od tego czasu występują znaczne wahania kursów walut, w tym głównych walut, w których prowadzimy nasze rozliczenia: PLN, USD, EUR. Z uwagi na ogólną niepewność na rynkach finansowych oraz ujawnianie się w Polsce stosunkowo licznych przypadków strat ponoszonych przez różne przedsiębiorstwa z tytułu niekorzystnych transakcji terminowych dotyczących walut, straty tego rodzaju są szczególnie negatywnie postrzegane przez uczestników rynku, przez co mogą one mieć znaczący wpływ na wahania kursów akcji spółek, które ponoszą takie straty. Istnieje ryzyko, że poniesiemy straty na takich transakcjach, i istnieje ryzyko, że straty takie będą powodować znaczne wahania lub spadki kursów naszych akcji (porównaj opis w punkcie 2.7. poniżej).

Ponadto, postanowienia niektórych umów zawartych z instytucjami finansowymi, w szczególności umów ustanawiających zabezpieczenia spłaty zadłużenia, dają instytucjom finansowym daleko idące uprawnienia w sytuacji naruszenia tych umów. W określonych przypadkach (tzw. Przypadkach naruszenia) instytucje te mogą zażądać natychmiastowej spłaty całości lub istotnej części zadłużenia i prowadzić egzekucję z majątku dłużników. W szczególności Elektrownia Bełchatów zastawiła nowo budowany blok energetyczny 858 MW, przy czym umowa zastawnicza oraz tzw. umowa rewaloryzacyjna (zawierana na wypadek zaspokojenia się przez wierzyciela-zastawnika poprzez przejęcie przedmiotu zastawu rejestrowego) zawierają postanowienia, które mogą umożliwiać wierzycielom-zastawnikom przejęcie przedmiotu zastawu za kwotę istotnie niższą niż realna wartość obciążonego majątku, a nawet jako jedno z możliwych rozwiązań, za tzw. symboliczną złotówkę, bez szczególnego obowiązku rozliczenia się przez wierzycieli (porównaj opis umowy w punkcie 4.4. w Rozdziale XIV Prospektu).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.3.31. Ryzyko związane z kontraktami EFET zawartymi z udziałem PGE Electra

PGE Electra, jako spółka, która jest odpowiedzialna w ramach Grupy PGE za hurtowy obrót energią, jest stroną umów ramowych na dostawy energii elektrycznej (tzw. kontraktów EFET) z kontrahentami z Grupy PGE oraz kontrahentami spoza Grupy PGE. Kontrakty EFET nakładają na PGE Electra m.in. obowiązek zawiadomienia kontrahentów o obniżeniu kapitałów własnych poniżej określonej wartości. W takim przypadku druga strona kontraktu EFET ma prawo żądania ustanowienia dodatkowego zabezpieczenia, które powinno być ustanowione w terminie 3 dni roboczych, a w razie nieustanowienia zabezpieczenia ma prawo rozwiązania kontraktu EFET, co skutkuje obowiązkiem dokonania rozliczeń pomiędzy stronami kontraktu. Pomiędzy PGE Electra a Emitentem zostało zawarte w dniu 15 maja 2009 roku porozumienie dotyczące zasad udzielania poręczeń przez Emitenta na rzecz PGE Electra do łącznej wysokości 350 mln PLN, na podstawie którego Emitent może udzielać zabezpieczeń z tytułu kontraktów EFET.

W związku z wypłatą przez PGE Electra dywidendy w 2009 roku doszło do znacznego obniżenia kapitałów własnych tej spółki. PGE Electra zawiadomiła swoich kontrahentów o obniżeniu kapitałów własnych poniżej wymaganego poziomu. W wyniku zawiadomienia część kontrahentów wezwała PGE Electra do ustanowienia dodatkowych zabezpieczeń. Obecnie PGE Electra prowadzi rozmowy z kontrahentami w sprawie zminimalizowania kwoty żądanych zabezpieczeń Nie można jednak zapewnić, że rozmowy te zakończą się powodzeniem, jak też nie można zapewnić, iż kolejni kontrahenci nie będą występować z nowymi żądaniami udzielania zabezpieczeń. Istnieje też ryzyko wstrzymywania przez kontrahentów handlu energią z PGE Electra do czasu ustanowienia żądanych zabezpieczeń. Ewentualne nieosiągnięcie porozumienia z kontrahentami i nieustanowienie przez PGE Electra żądanych zabezpieczeń w wymaganej formie może być przyczyną rozwiązania kontraktów EFET, co powodowałoby obowiązek rozliczenia zobowiązań stron. Rozwiązania kontraktów EFET o znacznej wartości lub długotrwałe wstrzymanie handlu z PGE Electra z powodu braku żądanych zabezpieczeń może mieć istotny negatywny wpływ na działalność Grupy PGE.

1.3.32. Ryzyko obniżenia lub wycofania ratingu Emitenta

Emitent otrzymał pozytywne oceny agencji ratingowych potwierdzające wysoką wiarygodność związaną z inwestowaniem w jego papiery dłużne (porównaj opis w punkcie 2. w Rozdziale IX Prospektu). Agencje ratingowe mogą jednak w każdym czasie obniżyć lub poinformować o swoim zamiarze obniżenia ratingu. Agencje ratingowe mogą również całkowicie wycofać swoje ratingi, co może mieć takie same konsekwencje jak obniżenie ratingu Emitenta. Każde obniżenie ratingu PGE może podwyższyć koszty finansowania zewnętrznego, ograniczyć dostęp do rynków kapitałowych oraz ujemnie wpłynąć na zdolność spółek należących do Grupy PGE do sprzedaży ich produktów lub zawierania transakcji gospodarczych, zwłaszcza długoterminowych. To z kolei może obniżyć płynność PGE i wywrzeć negatywny wpływ na wyniki działalności oraz sytuację finansową Emitenta.

1.4. Czynniki ryzyka dotyczące podatków

1.4.1. Ogólne ryzyko zmiany przepisów prawa podatkowego oraz zmiany interpretacji przepisów prawa podatkowego przez organy podatkowe i sądy administracyjne

Przepisy prawa podatkowego (w tym przepisy dotyczące składek na ubezpieczenie społeczne) są skomplikowane, niejasne oraz podlegają częstym i nieprzewidywalnym zmianom. W związku z tym stosowaniu przepisów prawa podatkowego przez podatników i organy podatkowe towarzyszą liczne kontrowersje oraz spory, które zazwyczaj rozstrzygane są dopiero przez sądy administracyjne. W praktyce organów podatkowych oraz w orzecznictwie sądów administracyjnych w zakresie prawa podatkowego również występują rozbieżności.

W trosce o zapewnienie bezpiecznego i jednolitego stosowania przepisów podatkowych w wybranych, szczególnie istotnych zagadnieniach podatkowych spółki z Grupy występowały i występują z wnioskami o indywidualne interpretacje prawa podatkowego, korzystając z wypracowanych w Grupie jednolitych wzorców. Na gruncie identycznych stanów faktycznych lub przyszłych zapadają rozstrzygnięcia, które są wobec siebie sprzeczne lub niespójne. W konsekwencji toczą się i będą toczyły się spory dotyczące uzyskiwanych przez nas interpretacji przepisów prawa podatkowego. Jeżeli w konsekwencji nastąpiłoby uchylenie posiadanych przez nas i nasze Spółki interpretacji, możemy być w przyszłości zobowiązani do zapłaty podatku w związku z transakcjami, których dotyczyły interpretacje. Nie możemy też wykluczyć konieczności stosowania zróżnicowanego podejścia do analogicznych stanów faktycznych w związku z uzyskaniem sprzecznych interpretacji, ani przyszłych sporów na tym tle z organami podatkowymi.

Organy podatkowe są uprawnione do kontroli prawidłowości rozliczeń podatkowych podmiotów wchodzących w skład Grupy PGE w zakresie nieprzedawnionych zobowiązań podatkowych, tj. za okres ostatnich pięciu lat. Pięcioletni termin przedawnienia zobowiązań podatkowych rozpoczyna się w dniu złożenia właściwego zeznania podatkowego albo deklaracji i upływa w dniu 31 grudnia piątego roku kalendarzowego, licząc od dnia złożenia zeznania albo deklaracji. W wyniku kontroli organy podatkowe mogą określić zaległości podatkowe podmiotów wchodzących w skład Grupy PGE.

Powyższe czynniki mogą w efekcie wywierać znaczący wpływ na naszą działalność, plany rozwoju, sytuację prawną, kondycję finansową, przychody, zysk i inne parametry ekonomiczne naszej działalności.

1.4.2. Ryzyka związane z podatkiem akcyzowym

1.4.2.1. Ryzyka związane ze stosowaniem przepisów Ustawy o Akcyzie

Przeniesienie obowiązku zapłaty akcyzy z producentów na sprzedawców energii elektrycznej odbiorcom końcowym wymaga w praktyce szczegółowej analizy wszelkich kwestii związanych z techniką naliczania i poboru podatku przez odpowiednie służby w spółkach Grupy PGE. Z uwagi

na brak doświadczenia i ustabilizowanej praktyki zarówno po stronie spółek z Grupy PGE, jak i organów podatkowych, wiele szczegółowych mechanizmów Ustawy o Akcyzie, takich jak konstrukcja obowiązku podatkowego, obowiązku zapłaty i deklarowania akcyzy, zasady korzystania ze zwolnień od akcyzy czy obowiązki ewidencyjne budzi kontrowersje i wątpliwości. Mechanizmy te są i będą w rzeczywistości kształtowane dopiero w praktyce w konkretnych sytuacjach, z uwzględnieniem specyfiki branży energetycznej. Proces wypracowania z udziałem wszystkich uczestników rynku ostatecznego kształtu praktycznych reguł i zasad stosowania tych przepisów jest czasochłonny i dynamiczny oraz ulega zmianom, wynikającym z praktycznych doświadczeń podmiotów zobowiązanych do stosowania nowych reguł.

Przykładem może być kwestia opodatkowania akcyzą energii elektrycznej nabytej, a następnie zużytej przez podmioty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Doradcy podatkowi oraz komentatorzy przepisów zwracają uwagę na lukę w przepisach Ustawy o Akcyzie w zakresie braku opodatkowania energii elektrycznej nabywanej w celu zużycia przez podmioty posiadające wyłącznie koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej. Minister Finansów w interpretacji ogólnej nr AE6/033/13/IRZ/09/1772 z dnia 31 marca 2009 roku potwierdził brak obowiązku opodatkowania akcyzą przez nabywcę energii elektrycznej zakupionej od innych podmiotów, a następnie zużywanej na potrzeby własne. Zdaniem Ministra Finansów, w takiej sytuacji podatnikiem będzie podmiot, który sprzedaje energię elektryczną, a jej nabywca będzie posiadał status „nabywcy końcowego". Zdaniem doradców podatkowych, z którymi Spółka współpracuje, interpretacja Ministra Finansów jest niezgodna z przepisami prawa oraz dodatkowo wprowadza ryzyko, że w podobny sposób traktowane będą dostawy energii dla innych podmiotów posiadających jakąkolwiek koncesję (np. na dystrybucję lub obrót). Powyższa sytuacja powoduje, że istnieje ryzyko zakwestionowania rozliczeń akcyzowych dokonywanych pomiędzy spółkami z Grupy PGE, posiadającymi jedną z czterech koncesji: na wytwarzanie, obrót, dystrybucję lub przesył energii elektrycznej, co w bezpośredni sposób może dotknąć poszczególne spółki z Grupy PGE.

Kolejnym przykładem rozbieżności jest pogląd wyrażany przez Ministra Finansów w sprawie rozliczania akcyzy przy dostawach, których okres rozliczeniowy jest dłuższy niż dwa miesiące. Zdaniem Spółki sposób rozliczeń proponowany przez Ministra Finansów jest sprzeczny z literalnym brzmieniem przepisów oraz niemożliwy do wykonania przez spółki obrotu, co w konsekwencji kreuje potencjalne ryzyko, iż wykonanie obowiązków wynikających z rozwiązań rekomendowanych przez organy podatkowe nie będzie w pełni możliwe lub rodzić będzie spory z organami podatkowymi.

Źródłem sporów z organami podatkowymi jest również kwestia skutków nielegalnego poboru energii. Na gruncie opodatkowania podatkiem VAT kwestia ta została już w zasadzie jednolicie rozstrzygnięta w orzecznictwie, które nie uznało takich zdarzeń za czynność opodatkowaną z uwagi na kwalifikację opłaty za taki pobór nie jako wynagrodzenia, ale jako swego rodzaju sankcję. Istnieje jednak ryzyko, że organy podatkowe będą stały na stanowisku, iż nielegalny pobór energii podlega akcyzie, w szczególności z uwagi na specyficzną definicję sprzedaży, uznającą za nią „*każdą czynność faktyczną i prawną, w wyniku której dochodzi do przeniesienia posiadania lub własności przedmiotu sprzedaży na inne podmioty*". Pierwsze interpretacje indywidualne przepisów Ustawy o Akcyzie potwierdzają istnienie takiego ryzyka. Organy podatkowe stoją bowiem na stanowisku, że nielegalny pobór energii elektrycznej podlega opodatkowaniu akcyzą. Kwestia ta stanowi i może stanowić w przyszłości źródło sporów spółek z Grupy PGE z organami podatkowymi.

Istnieje też ryzyko, że nie zostanie ostatecznie zapewniony efektywny mechanizm zwolnienia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł z opodatkowania akcyzą, co może wiązać się w przyszłości z dodatkowymi obciążeniami podatkowymi podmiotów wchodzących w skład Grupy PGE. W szczególności niektóre podmioty mogą nie mieć wystarczającej kwoty należnego podatku akcyzowego, naliczonego zgodnie z przepisami Ustawy o Akcyzie, aby rozliczyć zwolnienie od akcyzy od świadectw pochodzenia, do których umorzenia są zobowiązane na podstawie przepisów Prawa Energetycznego (co jest skutkiem rozbieżności pomiędzy definicją nabywcy końcowego na gruncie Ustawy o Akcyzie oraz na gruncie przepisów Prawa Energetycznego).

Ustawa o Akcyzie nakłada na podmioty wchodzące w skład Grupy PGE wiele obowiązków o charakterze administracyjnym i ewidencyjnym, wiążących się z dodatkowymi obciążeniami organizacyjnymi, technicznymi oraz finansowymi. Istnieje ryzyko, że odpowiednie i kompletne wdrożenie wszystkich obecnie obowiązujących oraz przyszłych regulacji oraz prawidłowa realizacja wszystkich obowiązków dotyczących np. prowadzenia systemu ewidencji przez właściwe podmioty wchodzące w skład Grupy PGE, wiązać się będzie z dodatkowymi kosztami, których na chwilę obecną nie można przewidzieć, lub ewentualnymi opóźnieniami, wadami i uchybieniami w prowadzeniu takiej ewidencji, co może skutkować nałożeniem przez właściwe organy przewidzianych prawem sankcji.

Z uwagi na powyższe okoliczności oraz w związku z zapowiadanymi przez Ministerstwo Finansów kolejnymi zmianami w podatku akcyzowym, które w ocenie ministerstwa mają rozwiązać ww. problemy, nie jesteśmy w stanie w pełni i jednoznacznie przewidzieć ostatecznego wpływu obowiązujących, jak i przyszłych regulacji na ostateczny kształt i całkowity zakres obciążeń podatkowych w ramach Grupy PGE z tego tytułu.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.2.2. Ryzyka związane z uzyskaniem zwrotu akcyzy nadpłaconej przez podmioty z Grupy PGE przed wejściem w życie przepisów Ustawy o Akcyzie

Niezgodność polskich przepisów akcyzowych w zakresie opodatkowania energii przed 1 marca 2009 r. z postanowieniami Dyrektywy energetycznej została jednoznacznie potwierdzona przez Europejski Trybunał Sprawiedliwości, który w wyroku z dnia 12 lutego 2009 roku potwierdził, że Rzeczpospolita Polska uchybiła zobowiązaniom ciążącym na niej na mocy Dyrektywy energetycznej. Konsekwentnie, w dniu 13 lipca 2009 roku również Naczelny Sąd Administracyjny w składzie siedmiu sędziów, po rozpoznaniu zagadnienia prawnego przedstawionego przez Izbę Finansową Naczelnego Sądu Administracyjnego, podjął uchwałę (sygn. I FPS 4/09), w myśl której przepisy Ordynacji podatkowej nie stoją na przeszkodzie zwrotowi nadpłaty w podatku akcyzowym także wtedy, gdy ciężar ekonomiczny akcyzy poniósł faktycznie nabywca opodatkowanego towaru. Należy podkreślić, że uchwała składu siedmiu sędziów Naczelnego Sądu Administracyjnego jest wiążąca dla innych sądów. Tym

samym spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE są uprawnione do wystąpienia z wnioskami o stwierdzenie i skutecznego dochodzenia zwrotu nadpłaty akcyzy za lata 2006-2008 oraz styczeń i luty 2009 roku.

W związku z powyższym spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE złożyły korekty rozliczeń w podatku akcyzowym za poprzednie trzy lata, tj. od stycznia 2006 roku do grudnia 2008 roku, oraz pierwsze dwa miesiące 2009 roku wraz z wnioskami o stwierdzenie nadpłat w tym podatku i ich zwrot wraz z odsetkami. Ponadto, w związku z wyrokiem Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości, spółkom wytwórczym należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku. Należy również wskazać, że w przypadku stwierdzenia nadpłaty i zwrotu podatku akcyzowego, zmniejszeniu ulegnie podstawa opodatkowania w podatku VAT. W rezultacie spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE będą mogły również wystąpić z wnioskami o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku VAT.

Jednocześnie nie możemy wykluczyć ryzyka sporów z organami podatkowymi co do wysokości zwrotu akcyzy, o który ubiegają się spółki wytwórcze z Grupy PGE, w przypadku wejścia w życie opublikowanego przez Ministerstwo Finansów projektu ustawy, która ogranicza zwrot nadpłaty akcyzy producentom, nabywcom wewnątrzwspólnotowym oraz importerom energii elektrycznej, którzy w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 28 lutego 2009 roku dokonali jej sprzedaży podmiotowi, niebędącemu ostatecznym nabywcą oraz zapłacili z tego tytułu podatek akcyzowy, jedynie do podatku akcyzowego zapłaconego od sprzedaży części energii elektrycznej stanowiącej straty przesyłowe. Ewentualne spory w tym zakresie mogą także wpłynąć na opóźnienie zwrotu akcyzy na rzecz podmiotów z Grupy PGE.

Nie możemy również wykluczyć ryzyka, że w przypadku odzyskania przez spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE nienależnie zapłaconego podatku akcyzowego, przeciwko tym Spółkom mogą zostać skierowane roszczenia cywilnoprawne ze strony odbiorców energii elektrycznej, którzy w przeszłości faktycznie ponieśli ekonomiczny ciężar podatku akcyzowego np. w oparciu o zarzut bezpodstawnego wzbogacenia (w okresie poprzedzającym dzień Prospektu odbiorcy energii zaczęli występować do SSD o zapłatę kwot z tego tytułu i Emitent spodziewa się, że liczba takich wystąpień będzie rosnąć). Oszacowanie skali potencjalnych roszczeń w tym zakresie nie jest możliwe, lecz kwestia ta również może mieć istotny niekorzystny wpływ na przyszłą działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.3. Ryzyko cen transferowych

Spółka i Spółki Zależne dokonywały i nadal dokonują wielu transakcji z innymi podmiotami z Grupy PGE. Transakcje te dotyczą w szczególności sprzedaży paliw, energii elektrycznej, uprawnień do emisji, świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadczenia szeregu usług. Pomimo dbałości Spółki oraz spółek z Grupy o zachowanie warunków rynkowych w przypadku transakcji z podmiotami powiązanymi, oraz – obecnie – wdrożenia zunifikowanych standardów w zakresie sporządzania dokumentacji i procedur w tym zakresie, nie możemy wykluczyć potencjalnych sporów z organami podatkowymi na tym tle. Wpływać na to mogą, między innymi, dynamiczne zmiany warunków rynkowych oddziałujące na kalkulację cen sprzedaży energii, surowców czy usług stosowanych w przypadku takich transakcji, w przypadku gdyby nie zostały odpowiednio i na czas uwzględnione. W rezultacie nie możemy wykluczyć ryzyka zakwestionowania przez organy podatkowe rynkowości zastosowanych cen oraz prawidłowości sporządzonej dokumentacji cen transferowych (ewentualnie jej poszczególnych elementów).

Okoliczności te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.4. Ryzyka związane ze składnikami majątkowymi

Z uwagi na liczne przekształcenia w toku tworzenia Grupy nie możemy wykluczyć, iż w poszczególnych obszarach jej działalności mogą występować rozbieżności w zakresie stosowanych okresów i stawek amortyzacyjnych, wynikające zwłaszcza z niepełnego skoordynowania polityki rachunkowej i fiskalnej przed i w okresie realizowanych przekształceń. Wątpliwości na tle stosowanych zasad rozliczeń podatkowych mogą również odnosić się do lat ubiegłych.

Majątek, który znajduje się obecnie w naszej dyspozycji oraz w dyspozycji innych spółek z Grupy, ma niejednolitą strukturę. Majątek ten obejmuje rozległy i bardzo zróżnicowany zakres składników, w szczególności środki trwałe różnego typu oraz wartości niematerialne i prawne. Zasady klasyfikacji aktywów pomiędzy poszczególnymi spółkami z naszej Grupy mogą się różnić, zaś fakt dokonywania w toku naszej działalności wielu zmian w strukturze aktywów może wpływać na konieczność weryfikacji ich wartości początkowej.

Nie można wykluczyć, że agregacja i dezagregacja środków trwałych nie zawsze przeprowadzana była prawidłowo. Dotyczyć to mogło w szczególności agregatowych (zbiorczych) pozycji o dużych wartościach początkowych, wprowadzonych do rejestru dla celów podatkowych jako jeden środek trwały, a składających się faktycznie z kilku bądź większej liczby elementów, z których część powinna być klasyfikowana i amortyzowana odrębnie. Może to w konsekwencji wpłynąć na poprawność zastosowanej metody amortyzacji oraz stawki amortyzacyjnej użytej do obliczenia odpisów amortyzacyjnych poszczególnych aktywów. W tym zakresie nie możemy również wykluczyć ewentualnych sporów z organami na tle poprawności momentu przyjętego dla dokonania odpisów amortyzacyjnych. Ponadto, z uwagi na nieuregulowany stan właścicielski części majątku pozostającego w dyspozycji Spółki oraz spółek z Grupy (porównaj opis w punkcie 15.2. w Rozdziale XIII Prospektu) istnieje ryzyko zakwestionowania odpisów amortyzacyjnych naliczanych od takiego majątku.

W chwili obecnej toczy się szereg sporów dotyczących zarówno tytułów prawnych do nieruchomości wykorzystywanych przez spółki z Grupy PGE, jak i sporów dotyczących objęcia infrastruktury zlokalizowanej na nieruchomościach podatkiem od nieruchomości (porównaj opis w punkcie 9.9. w Rozdziale VIII oraz w punkcie 14.3.2. w Rozdziale XIII Prospektu) i nie można wykluczyć ryzyka obciążenia Spółek z Grupy dodatkowymi kosztami w zakresie korzystania z nieruchomości.

Ponadto, zważywszy na dopuszczalne w świetle przepisów prawa cywilnego umowne ustanowienie służebności przesyłu bez odpłatności, a także brak określenia trybu ewentualnego szacowania wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu powoduje, że także na tym tle mogą powstać potencjalne spory z organami podatkowymi.

Dodatkowo, w przypadku nieodpłatnego ustanowienia służebności przesyłu, istnieje ryzyko, że organy podatkowe mogą uznać, że w takich przypadkach spółki Grupy korzystające z takich ograniczonych praw rzeczowych bez wynagrodzenia, uzyskują tzw. nieodpłatne świadczenia, stanowiące przychód na gruncie podatku dochodowego. Organy mogą stwierdzić, że następstwem takiego zdarzenia prawnego jest uzyskanie korzyści kosztem innego podmiotu, których wartość możliwa jest do wyceny. Nie można zatem wykluczyć, że organy mogą próbować doszacowywać przychód podatkowy w wysokości hipotetycznej wartości wynagrodzenia, jakie powinno być zapłacone przez spółki z Grupy, na których rzecz ustanowiono, lub będzie ustanowiona nieodpłatnie tego typu służebność. Nie można zatem wykluczyć ryzyka sporów na tym tle, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

Nie możemy też wykluczyć sporów w zakresie likwidacji aktywów (środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych). W praktyce mogą zaistnieć sytuacje, w których fizyczna likwidacja ma miejsce znacznie później, niż wystawiane są dokumenty księgowe. W konsekwencji dla celów Ustawy PDOP likwidacja jest przyjmowana według daty dokumentu, co niesie ze sobą ryzyko zbyt wczesnego rozpoznania kosztów uzyskania przychodu (nie w pełni umorzona wartość początkowa). Ponadto, w przypadku środków trwałych podlegających podatkowi od nieruchomości, mogą powstawać rozbieżności między ewidencją prowadzoną dla celów podatku dochodowego a ewidencją prowadzoną dla celów podatku od nieruchomości.

Wszystkie powyższe czynniki mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.5. Ryzyko związane z niejednolitą praktyką w kwestiach podatkowych w związku z konsolidacją i restrukturyzacją/ryzyko związane z oceną skutków podatkowych poszczególnych zdarzeń i czynności restrukturyzacyjnych

Obecny kształt Grupy jest efektem działań konsolidacyjnych, restrukturyzacyjnych i innych transakcji realizowanych na przestrzeni kilku ostatnich lat. Obejmowały one, między innymi, łączenie oraz podziały spółek, zawiązywanie nowych podmiotów, nabywanie akcji lub udziałów spółek, wnoszenie wkładów niepieniężnych (aportów) itp. Czynności te mają wpływ na rozliczenia podatkowe nie tylko łączonych czy dzielonych spółek, ale również wspólników lub akcjonariuszy. W ramach działań restrukturyzacyjnych w struktury Grupy włączane były jednostki stosujące odrębną, wypracowaną we własnym zakresie politykę rachunkową i podatkową, która jest teraz stopniowo ujednolicana i standaryzowana w obrębie całej Grupy. Proces ten nie został jeszcze w pełni zamknięty i zakończony.

W przeszłości spółki z Grupy mogły stosować niejednolite rozwiązania w odniesieniu do zjawisk gospodarczych mających identyczny lub zbliżonych charakter. Tym samym podobne zdarzenia mogą być traktowane niejednolicie z podatkowego punktu widzenia, co w konsekwencji może rodzić ryzyko negatywnych implikacji podatkowych w razie poddania ich weryfikacji przez odpowiednie organy. Powyższe okoliczności mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy. W celu minimalizacji powyższego ryzyka w spółkach z Grupy prowadzone są przeglądy podatkowe, których skutkiem ma być ujednolicenie i standaryzacja podatkowego podejścia do identycznych lub podobnych zdarzeń gospodarczych.

Działania konsolidacyjne będą kontynuowane w przyszłości (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu).

Pomimo szeroko zakrojonego monitoringu ryzyk finansowych w poszczególnych obszarach działalności, zarówno w odniesieniu do już przeprowadzonych, jak i do planowanych działań restrukturyzacyjnych, nie można wykluczyć ryzyka powstania sporów z organami podatkowymi w zakresie praktyk i podejścia stosowanego przez poszczególne spółki z Grupy w okresie przed restrukturyzacją i konsolidacją.

Takie samo ryzyko dotyczy sporów z organami podatkowymi w zakresie oceny skutków podatkowych poszczególnych zdarzeń i czynności restrukturyzacyjnych, zarówno już dokonanych, jak i planowanych (np. transakcji nabycia przez Emitenta pakietów mniejszościowych w jego spółkach zależnych). W szczególności nie możemy wykluczyć ryzyka kwestionowania przez organy podatkowe warunków finansowych, na których zostały dokonane wyżej wymienione operacje, co potencjalnie mogłoby prowadzić do powstania po stronie spółek z Grupy przychodu podatkowego na podstawie Ustawy PDOP (tj. przychodu z tytułu nieodpłatnego lub częściowo odpłatnego świadczenia).

Może to mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.6. Ryzyko związane z podatkiem od nieruchomości

Korzystamy z wielkiej liczby urządzeń infrastruktury elektroenergetycznej zlokalizowanych na nieruchomościach. Obowiązujące przepisy Ustawy o Podatkach Lokalnych oraz Prawa Budowlanego nie pozwalają na jednoznaczne określenie podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości (porównaj opis w punkcie 9.9. w Rozdziale VIII Prospektu). Z tych względów prowadziliśmy w przeszłości i prowadzimy obecnie szereg sporów z organami, które uznają, iż wartość urządzeń infrastruktury powinna być objęta tym podatkiem. W naszej ocenie takie stanowisko organów jest nieuzasadnione, co było powodem wystąpienia przez nas ze skargą konstytucyjną (sygn. sprawy SK 21/07), która na datę Prospektu nie została przez Trybunał Konstytucyjny rozpoznana i nie jest wciąż znany nawet przybliżony termin rozpatrzenia tej skargi.

W ramach toczących się wobec niektórych spółek z Grupy (ZEDO, Elektrownia Turów, Elektrownia Bełchatów i Elektrownia Opole) postępowań, organy konsekwentnie uznają, że Spółki miały obowiązek zapłacić podatek od nieruchomości od niektórych obiektów, które w ocenie spółek nie powinny podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości. Jak wskazano w punkcie 9.9. w Rozdziale VIII, na tym tle toczą się spory z organami podatkowymi. Emitent oczekuje również rozstrzygnięcia przez Trybunał Konstytucyjny skargi konstytucyjnej dotyczącej tej spornej kwestii.

Nie możemy również wykluczyć kolejnych sporów w przyszłości z organami w tym przedmiocie, jak też nie możemy wykluczyć, iż w razie niekorzystnych dla nas rozstrzygnięć kwoty podatku od nieruchomości płatnego przez spółki z Grupy mogą ulec zwiększeniu. Ponadto z uwagi na nieuregulowany stan właścicielski części majątku pozostającego w dyspozycji Spółki oraz spółek z Grupy istnieją również wątpliwości co do tego, kto powinien ponosić ciężar podatku od nieruchomości. Może to mieć wpływ na wysokość kosztów uzyskania przychodu, jak również spółki z Grupy mogą być narażone na roszczenia ze strony innych podmiotów w tym zakresie.

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.7. Ryzyko związane z określeniem przychodów podatkowych wynikających z nieodpłatnego oraz bezumownego korzystania z nieruchomości, w tym nieodpłatnych służebności

W przeszłości szereg nieruchomości było wykorzystywanych przez podmioty wchodzące w skład Grupy PGE w sposób bezumowny, w tym np. nie były ponoszone żadne za opłaty korzystanie z obszarów leśnych, przez które przebiegają linie energetyczne. Sytuacja taka może obecnie skutkować długotrwałymi postępowaniami sądowymi, których przedmiotem są lub będą roszczenia z tytułu bezumownego korzystania z nieruchomości oraz roszczenia o zwrot podatku od nieruchomości od podmiotów faktycznie korzystających z nieruchomości. Nie ma uregulowań, które pozwoliłyby oszacować koszty potwierdzenia naszych uprawnień do korzystania z cudzych nieruchomości, na których są posadowione np. słupy i sieci, jak też przyszłe koszty korzystania z nieruchomości, na których mają powstać nowe sieci.

Jednocześnie powyższe okoliczności mogą skutkować wydaniem decyzji określających zaległości podatkowe z tytułu przychodów uzyskanych na skutek nieodpłatnego korzystania z nieruchomości przez podmioty wchodzące w skład Grupy PGE i mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.4.8. Ryzyko związane z określeniem przychodów podatkowych związanych z dywidendą rzeczową

W związku z dokonywanymi przez Emitenta wypłatami dywidendy rzeczowej na rzecz Skarbu Państwa (porównaj opis w punkcie 5.2. w Rozdziale XVII Prospektu) oraz w świetle rozbieżnych interpretacji organów podatkowych w tym zakresie, nie możemy wykluczyć ryzyka uznania przez organy podatkowe, że takie operacje rodzą po stronie Emitenta przychód podatkowy na podstawie art. 12 ust. 1 pkt 2 Ustawy PDOP (tj. przychód z tytułu nieodpłatnego świadczenia), który – po pomniejszeniu o związane z nim koszty uzyskania przychodu – powinien podlegać opodatkowaniu podatkiem dochodowym od osób prawnych.

Może to skutkować wydaniem decyzji określających zaległości podatkowe z tego tytułu i mieć niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.5. Czynniki ryzyka dotyczące środowiska naturalnego

1.5.1. Ryzyko ponoszenia kosztów związanych z zanieczyszczeniem gruntów i wód gruntowych

Procesy technologiczne prowadzone przez nas ze swej natury i specyfiki nie są obojętne dla środowiska naturalnego. Ze względu na specyfikę naszej działalności, historyczne korzystanie i zagospodarowanie gruntów, na których zlokalizowane są nasze przedsięwzięcia i instalacje, istnieje ryzyko ujawnienia się w przyszłości nieznanych obecnie szkód ekologicznych związanych z działalnością Grupy PGE. Ewentualne ujawnienie szkód (w szczególności przed upływem 30 lat od zdarzenia, które spowodowało daną szkodę w środowisku) może się wiązać z koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów, np. rekultywacji gruntów lub zapłaty kar lub odszkodowań. Powyższe okoliczności mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.5.2. Ryzyka związane z programem redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększeniem udziału energii odnawialnej oraz zmniejszeniem zużycia energii („Pakiet 3x20")

Wytwarzanie przez nas energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych paliwami kopalnymi wiąże się z emisją do środowiska stosunkowo dużych ilości CO_2. Z tego względu wszelkie regulacje dotyczące ograniczeń emisji do środowiska CO_2, w tym regulacje składające się na tzw. pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej, będą znacząco wpływać na naszą działalność. W szczególności sukcesywnie ograniczana pula nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2 powoduje, że emisja CO_2 w zakresie przekraczającym darmowe uprawnienia przyznawane polskim instalacjom w ramach KPRU wiąże się z ponoszeniem nakładów finansowych na zakup uprawnień do emisji EUA lub jednostek CER lub ERU (porównaj opis w punkcie 8.3. w Rozdziale VIII Prospektu), których ceny ulegają wahaniom (porównaj opis w punkcie 2.8. w Rozdziale XII Prospektu). Ponadto, pomimo iż KPRU II przewiduje pulę rezerwową uprawnień do emisji na potrzeby instalacji, których oddanie do użytku planowane jest w okresie obowiązywania KPRU II, nie możemy wykluczyć, że po oddaniu przez nas do użytkowania budowanego obecnie bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów, przydział z tej puli okaże się niewystarczający, by pokryć potrzeby emisji CO_2 przez ten blok. Zgodnie z założeniami trzeciego okresu rozliczeniowego wspólnotowego systemu handlu emisjami CO_2, najdalej do roku 2020 uprawnienia nieodpłatne w ogóle nie będą przyznawane, a w poprzedzających latach (2013-2020) ich liczba będzie stopniowo zmniejszana, przy czym nie zostało określone, jaka ma być ścieżka zmniejszenia. Dodatkowo, otrzymanie przez polski sektor elektroenergetyczny jakichkolwiek nieodpłatnych uprawnień po roku 2012 będzie wymagało wcześniejszego zaakceptowania przez Komisję Europejską krajowego planu modernizacji infrastruktury energetycznej, wdrażania czystych technologii oraz dywersyfikacji źródeł energii. W przypadku nieuzyskania akceptacji takiego planu ze strony Komisji Europejskiej polski sektor energetyczny nie będzie mógł skorzystać z nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2 po roku 2012.

W związku z powyższymi regulacjami przewidujemy, iż w przyszłości będziemy zmuszeni w większym niż dotychczas zakresie nabywać uprawnienia do emisji CO_2 (EUA) lub jednostki CER lub ERU, ograniczyć część naszej działalności związanej z produkcją energii elektrycznej w instalacjach emitujących CO_2 lub wprowadzić kosztowne technologiczne modernizacje naszych instalacji celem uniknięcia części emisji (np. technologia CCS). Ponadto, zgodnie z Dyrektywą CCS, której termin na implementację do prawa krajowego upłynie 25 czerwca 2011 roku, w odniesieniu do niektórych nowo budowanych elektrowni będziemy musieli dokonać oceny, czy w planowanej inwestycji możliwe jest stosowanie technologii CCS (tzw. *capture-ready assessment*). W przypadku spełnienia tych warunków na terenie nowo budowanego obiektu będzie musiała zostać zarezerwowana odpowiednia przestrzeń na instalację urządzeń do technologii CCS, co może wiązać się z koniecznością wprowadzenia kosztownych rozwiązań technologicznych (porównaj opis w punkcie 8.3.2. w Rozdziale VIII Prospektu). Nie można wykluczyć, że komercjalizacja technologii CCS będzie postępowała w tempie wolniejszym niż obecnie zakładane, co oznaczałoby pogorszenie pozycji konkurencyjnej jednostek wytwórczych opartych na węglu. Powyższe okoliczności będą w istotny sposób wpływać na podejmowanie decyzji inwestycyjnych oraz na strategię produkcji i sprzedaży energii z uwzględnieniem optymalnego miksu paliwowego, w tym energii jądrowej, odnawialnej i skojarzonej, wyboru jednostek do produkcji według określonych charakterystyk dziennych i sezonowych, czasu wykorzystania mocy elektrowni oraz strategii w zakresie oferowania usług rezerwy mocy na potrzeby operatora sieci.

Ponadto pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej przewiduje także dalsze zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w stosunku do energii całkowitej zużywanej w kraju (w przypadku Polski do poziomu 15% do 2020 roku) oraz wymóg zmniejszenia zużycia energii. Wymóg zmniejszenia zużycia energii może powodować konieczność ponoszenia przez nas istotnych nakładów związanych z modernizacją istniejących instalacji w celu podnoszenia ich efektywności. Zarówno istniejący system wsparcia ekonomicznego produkcji energii w źródłach odnawialnych, jak i planowany system wsparcia dla przedsięwzięć związanych z poprawą efektywności energetycznej nie gwarantują uzyskiwania pochodzących ze sprzedaży świadectw pochodzenia subwencji w całym okresie funkcjonowania inwestycji. Zachodzi zatem ryzyko, że poczynione przez nas w oparciu o obecny stan prawny inwestycje w obszarach energetyki odnawialnej i efektywności energetycznej nie zapewnią planowanych przychodów.

Powyższe okoliczności mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.5.3. Ryzyko ograniczeń w zakresie emisji innych niż CO_2 substancji do środowiska oraz zaostrzania standardów BAT

Działalność prowadzona przez nasze spółki, w szczególności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wiąże się z emisją do środowiska naturalnego nie tylko CO_2, ale także NO_x, SO_2, pyłów i innych substancji. Instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego, tj. instalacje, których funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w nich działalności, mogą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, muszą więc spełniać wymogi najlepszych dostępnych technik (*Best Available Techniques, BAT*), co wiąże się z koniecznością ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych. Nie możemy też wykluczyć, że w przyszłości wymagania dotyczące najlepszych dostępnych technik zostaną zaostrzone lub ich zakres ulegnie rozszerzeniu, przez co zmuszeni będziemy do ponoszenia znacznych nakładów w zakresie dostosowania się do nowych wymogów, przy czym istnieje ryzyko, że niektóre z posiadanych przez nas urządzeń lub instalacji nie zostaną przystosowane do obowiązujących wymogów w wymaganym czasie.

Istniejące i przyszłe ograniczenia w zakresie emisji innych niż gazy cieplarniane substancji (NO_x, SO_2, pyłów i innych) mogą powodować analogiczne skutki, jak ograniczenia emisji CO_2 (porównaj opis w punkcie 1.5.2. powyżej). Kierunki rozwoju Prawa Europejskiego i prawa polskiego wykazują stałą tendencję do zaostrzania warunków korzystania przez przedsiębiorców ze środowiska naturalnego, w tym obniżania limitów emisji zanieczyszczeń do środowiska. Wprowadzenie w przyszłości obniżonych limitów emisji będzie skutkować koniecznością ponoszenia znaczących kosztów związanych z modernizacją i zmianą technologiczną naszych urządzeń i instalacji.

Zakres planowanych obniżeń limitów emisyjnych w najbliższych latach nie został przesądzony. W szczególności projekt Dyrektywy IED przygotowany przez Komisję Europejską, która ma zastąpić m.in. Dyrektywę IPPC oraz Dyrektywę LCP, rozszerzał zakres instalacji objętych wymogiem stosowania najlepszych dostępnych technik oraz znacznie zaostrzał standardy emisyjne m.in. dla SO_2 i NO_x. Jednakże, zgodnie z ostatnim stanowiskiem Rady, będzie istniała możliwość, żeby duże obiekty energetycznego spalania mogły utrzymać obecne poziomy emisji do końca 2020 roku. Konieczność wdrożenia zaostrzonych standardów w terminie pierwotnie proponowanym przez Komisję, czyli do roku 2016, wiązałaby się z koniecznością przeprowadzenia istotnych i kosztownych modernizacji w elektrociepłowniach Grupy PGE lub zaprzestania eksploatacji takich urządzeń i instalacji. Nie można wykluczyć, iż w toku dalszych prac nad projektem Dyrektywy IED wprowadzone zostaną zmiany, których realizacja będzie miała istotny wpływ na możliwość eksploatacji instalacji Grupy PGE.

Ryzyko zaostrzania przepisów krajowych w zakresie dopuszczalnych emisji SO_2 i NO_x dla sektora energetycznego wiąże się również z koniecznością dotrzymania przez Polskę limitów emisji tych substancji ze wszystkich obiektów energetycznego spalania. Przedmiotowe limity są określone w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego i obowiązują Polskę od 2008 roku. Opublikowane dane dotyczące wielkości emisji SO_2 w sektorze energetycznym w 2007 roku wskazują, że Polska może mieć trudności z wypełnieniem przedmiotowych zobowiązań (porównaj opis w punkcie 8.4. w Rozdziale VIII Prospektu). W konsekwencji nie można wykluczyć, iż w przypadku ryzyka naruszenia limitów obowiązujących Polskę na mocy Załącznika XII do Traktatu Akcesyjnego w przyszłości Polska może podjąć działania zmierzające do zaostrzenia obecnych standardów, także w stosunku do podmiotów, które korzystają z derogacji indywidualnie przyznanych w Traktacie Akcesyjnym. Konieczność przestrzegania zaostrzonych wymogów w zakresie emisji do środowiska CO_2, NO_x, SO_2, pyłów i innych substancji mogą prowadzić również do znacznego wzrostu cen energii, co może skutkować m.in. spadkiem zapotrzebowania na energię (porównaj opis w punkcie 1.2.4. powyżej).

Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

1.5.4. Ryzyko związane z Programem Natura 2000 i innymi podobnymi regulacjami

Lokalizacja i wdrażanie nowych inwestycji, a także rozbudowa istniejących instalacji podlega ograniczeniom wynikającym z regulacji dotyczących ochrony środowiska. W szczególności dostępność terenów pod niektóre z naszych inwestycji może zostać w przyszłości ograniczona z uwagi na ich objęcie programem Natura 2000. Dotyczy to m.in. inwestycji w budowę odnawialnych źródeł energii (w szczególności elektrowni wiatrowych i wodnych) lub sieci przesyłowych. Program Natura 2000 przewiduje szereg ograniczeń w zakresie realizacji inwestycji (np. specjalne instrumenty ochrony ptaków i ich siedlisk, konieczność przeprowadzania szczegółowej analizy wpływu inwestycji na chronione gatunki czy ich siedliska itd.). Program Natura 2000 nie zawiera przy tym spójnej listy obszarów chronionych i nie jest wykluczone, że jego zasięg terytorialny ulegnie w przyszłości rozszerzeniu, co może skutkować między innymi koniecznością zmiany lokalizacji planowanych przez nas inwestycji. Przy wyborze lokalizacji planowanego przedsięwzięcia, jak i w przypadku przedsięwzięcia działającego już w obszarze specjalnej ochrony, konieczna jest analiza przed- i porealizacyjna, a także stały monitoring wpływu inwestycji na środowisko. W przypadku negatywnego oddziaływania inwestycji na obszary chronione działalność taka może zostać istotnie ograniczona lub nawet uniemożliwiona. Ponadto w następnych latach należy się liczyć z dalszym zaostrzaniem wymogów dotyczących ochrony środowiska i przyrody, zarówno przez organy polskie, Unii Europejskiej, jak i konwencje międzynarodowe. Nie można przewidzieć dokładnego rodzaju ani zakresu tych ograniczeń.

Okoliczności te mogą wywierać istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki lub sytuację finansową Grupy.

2. Czynniki ryzyka związane z Ofertą, rynkiem kapitałowym i wtórnym obrotem Akcjami

2.1. Ryzyko niedojścia emisji Akcji Oferowanych do skutku

Emisja Akcji Oferowanych nie dojdzie do skutku w przypadku, gdy: (i) co najmniej jedna akcja zwykła na okaziciela serii B (Akcja Oferowana) nie zostanie objęta i właściwie opłacona do dnia określonego w Prospekcie; (ii) Zarząd nie zgłosi do właściwego sądu uchwały o podwyższeniu kapitału zakładowego (Uchwały Emisyjnej) w terminie dwunastu miesięcy od dnia zatwierdzenia Prospektu oraz nie później niż po upływie jednego miesiąca od dnia przydziału akcji; (iii) zostanie wydane prawomocne postanowienie sądu odmawiające zarejestrowania podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych. Emisja Akcji Oferowanych może nie dojść do skutku w szczególności, jeśli po podjęciu przez Zarząd uchwały o ustaleniu ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej (porównaj punkt 4. w Rozdziale XXII Prospektu) inwestorzy nie obejmą akcji w liczbie określonej w uchwale Zarządu. W celu ograniczenia wyżej opisanego ryzyka Emitent planuje zawarcie umowy subemisyjnej (porównaj punkt 2. w Rozdziale XXII Prospektu).

Zarejestrowanie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych zależy również od złożenia przez Zarząd oświadczenia, w którym określi on kwotę podwyższenia kapitału zakładowego Spółki na podstawie liczby Akcji Oferowanych objętych ważnymi zapisami. Złożenie powyższego oświadczenia odbywa się na podstawie art. 310 KSH w związku z art. 431 § 7 KSH. Oświadczenie powinno określać wysokość objętego kapitału zakładowego z zachowaniem warunków określonych w Uchwale Emisyjnej. Niezłożenie przez Zarząd powyższego oświadczenia spowoduje niemożność rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych, a tym samym niedojście emisji Akcji Oferowanych do skutku.

W przypadku niedojścia emisji Akcji Oferowanych do skutku po wprowadzeniu PDA do obrotu giełdowego inwestor posiadający PDA na rachunku papierów wartościowych otrzyma zwrot środków pieniężnych (bez odsetek) w kwocie odpowiadającej iloczynowi liczby PDA i Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych. Dla inwestorów, którzy nabędą PDA na GPW, może to oznaczać poniesienie straty w sytuacji, gdy cena, którą zapłacą oni na rynku za PDA, będzie wyższa od Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych. Zgodnie z Uchwałą Emisyjną, w przypadku konieczności zwrotu wniesionych wkładów na Akcje Oferowane w trybie art. 431 § 5 KSH, Zarząd upoważniony będzie do zwrotu najwyższej z ustalonych Cen Emisyjnych. W wyniku zwrotu inwestorom Ceny Emisyjnej na powyższych zasadach inwestorzy mogą osiągnąć dochód do opodatkowania w kwocie stanowiącej nadwyżkę ceny zwróconej przez Spółkę ponad kwotę faktycznie wpłaconą na Akcje Oferowane lub zapłaconą przez inwestora za PDA, jeżeli nastąpi obrót PDA, który podlegać będzie opodatkowaniu podatkiem dochodowym (porównaj opis w punkcie 1. w Rozdziale XXII Prospektu). Spółka dokona zwrotu inwestorom Ceny Emisyjnej ze środków własnych Spółki. Emitent poinformuje o terminie uprawomocnienia się postanowienia właściwego sądu o odmowie zarejestrowania podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych oraz o terminie zwrotu środków pieniężnych w formie Raportu Bieżącego.

2.2. Ryzyko odstąpienia od przeprowadzenia lub zawieszenia Oferty

Do czasu rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty Publicznej bez podawania przyczyn swojej decyzji. Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w ramach Oferty Publicznej do dnia przydziału Akcji Oferowanych Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty tylko z ważnych powodów. Do ważnych powodów w ocenie Emitenta można zaliczyć między innymi: (a) nagłe lub nieprzewidywalne wcześniej zmiany w krajowej lub międzynarodowej sytuacji gospodarczej, politycznej, które mogą mieć istotny negatywny wpływ na rynki finansowe, gospodarkę kraju lub na naszą dalszą działalność (np. zamachy terrorystyczne, wojny, katastrofy ekologiczne, powodzie), (b) nagłe i nieprzewidywalne zmiany mające bezpośredni wpływ na naszą działalność operacyjną, (c) uzyskanie, w opinii Menedżerów Oferty lub Spółki, niesatysfakcjonującego popytu w ramach budowy księgi popytu na Akcje Oferowane. Informacja o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do niniejszego Prospektu oraz, w zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, w trybie Raportu Bieżącego. W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty złożone zapisy na Akcje Oferowane zostaną uznane za nieważne, a dokonane płatności zostaną zwrócone bez odsetek i odszkodowań nie później niż 14 dni po dacie ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty. Ponadto, zwrot wpłat dokonanych na Akcje Oferowane bez

odsetek i odszkodowań może także nastąpić w szczególności w przypadku nieprzydzielenia Akcji Oferowanych albo redukcji przydzielonych Akcji Oferowanych na zasadach opisanych w Prospekcie oraz w przypadku zwrotu nadpłat.

Decyzja o zawieszeniu Oferty, bez podawania przyczyn, może zostać podjęta w każdym czasie przed rozpoczęciem przyjmowania zapisów. Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w ramach Oferty Publicznej do dnia przydziału Akcji Oferowanych Emitent może podjąć decyzję o zawieszeniu przeprowadzenia Oferty tylko z ważnych powodów. Do ważnych powodów w ocenie Emitenta można zaliczyć między innymi zdarzenia, które mogłyby w negatywny sposób wpłynąć na powodzenie Oferty lub w ocenie Emitenta powodować zwiększone ryzyko inwestycyjne dla nabywców Akcji Oferowanych. Decyzja w przedmiocie zawieszenia Oferty może zostać podjęta bez jednoczesnego wskazania nowych terminów Oferty, które mogą zostać ustalone w terminie późniejszym. Jeżeli decyzja o zawieszeniu Oferty zostanie podjęta w trakcie trwania subskrypcji, złożone zapisy, jak również dokonane opłaty będą w dalszym ciągu uważane za ważne, jednakże inwestorzy będą uprawnieni do uchylenia się od skutków prawnych złożonych zapisów poprzez złożenie stosownego oświadczenia, w terminie dwóch dni roboczych od dnia udostępnienia do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu dotyczącego zawieszenia Oferty.

Informacja o zawieszeniu Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do niniejszego Prospektu oraz, w zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, w trybie Raportu Bieżącego.

2.3. Ryzyko niedopuszczenia i niewprowadzenia do obrotu na rynku regulowanym Akcji i PDA Emitenta

Dopuszczenie Akcji do obrotu giełdowego na rynku oficjalnych notowań giełdowych (rynek podstawowy GPW) wymaga spełnienia warunków określonych w § 2 ust. 1 i § 3 Rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 14 października 2005 roku sprawie szczegółowych warunków, jakie musi spełniać rynek oficjalnych notowań giełdowych oraz emitenci papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na tym rynku (Dz.U. z 2005 roku, Nr 206, poz. 1712; dalej: „**Rozporządzenie o Rynku**") oraz w § 3 Regulaminu GPW i wymaga decyzji Zarządu GPW, natomiast dopuszczenie Praw do Akcji wymaga spełnienia warunków, o których mowa w § 14 Regulaminu GPW. W przypadku niespełnienia warunków określonych w § 2 ust. 1 i § 3 Rozporządzenia o Rynku, Zarząd GPW może odmówić dopuszczenia Akcji do obrotu na rynku podstawowym.

Uchwała Zarządu GPW jest podejmowana na podstawie wniosku złożonego przez emitenta, w ciągu 14 dni od jego złożenia, z zastrzeżeniem szczegółowych postanowień Regulaminu GPW. Przy rozpatrywaniu wniosku o dopuszczenie papierów wartościowych do obrotu na giełdzie Zarząd GPW bierze pod uwagę:

(i) sytuację finansową emitenta i jej prognozę, a zwłaszcza rentowność, płynność i zdolność do obsługi zadłużenia, jak również inne czynniki mające wpływ na wyniki finansowe emitenta;

(ii) perspektywy rozwoju emitenta, a zwłaszcza ocenę możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych z uwzględnieniem źródeł ich finansowania;

(iii) doświadczenie i kwalifikacje członków organów zarządzających i nadzorczych emitenta;

(iv) warunki, na jakich papiery wartościowe zostały wyemitowane i ich zgodność z zasadami publicznego charakteru obrotu giełdowego, o których mowa w § 35 Regulaminu GPW;

(v) bezpieczeństwo obrotu giełdowego i interes jego uczestników.

Ponadto Zarząd GPW może dopuścić do obrotu giełdowego Prawa do Akcji, o ile sporządzony został odpowiedni dokument informacyjny, zatwierdzony przez właściwy organ nadzoru (chyba że sporządzenie lub zatwierdzenie dokumentu informacyjnego nie jest wymagane) oraz jeśli uzna, że obrót tymi prawami może osiągnąć wielkość zapewniającą odpowiednią płynność i prawidłowy przebieg transakcji giełdowych, interes uczestników obrotu nie będzie zagrożony, a w chwili podejmowania decyzji o dopuszczeniu do obrotu giełdowego Praw do Akcji brak jest podstaw do stwierdzenia, że warunki Regulaminu GPW dotyczące dopuszczenia akcji pochodzących z przekształcenia Praw do Akcji nie będą spełnione.

Istnieje ryzyko niespełnienia przez nas wymogów ustanowionych w Rozporządzeniu o Rynku oraz w Regulaminie GPW i nieuzyskania zgody Zarządu GPW na dopuszczenie Akcji, w tym Akcji Oferowanych, oraz Praw do Akcji do obrotu giełdowego, co może mieć negatywny wpływ na ich płynność. Zarząd Spółki zamierza złożyć wniosek o dopuszczenie Akcji, w tym Akcji Oferowanych, oraz Praw do Akcji do obrotu na rynku podstawowym GPW i na dzień zatwierdzenia niniejszego Prospektu nie są znane mu żadne okoliczności, które mogłyby spowodować negatywną decyzję Zarządu GPW w przedmiocie dopuszczenia Akcji, w tym Akcji Oferowanych, oraz Praw do Akcji do obrotu na rynku podstawowym GPW. W przypadku niedopuszczenia Praw do Akcji do obrotu na rynku podstawowym GPW inwestorzy, którym przydzielono Akcje Oferowane, nie będą mieć możliwości zbywania przydzielonych im papierów wartościowych (praw do tych papierów wartościowych) do dnia pierwszego notowania Akcji Oferowanych na GPW.

Zgodnie z § 11 Regulaminu GPW Zarząd GPW może uchylić uchwałę o dopuszczeniu instrumentów finansowych do obrotu giełdowego, jeżeli w terminie 6 miesięcy od dnia jej wydania nie zostanie złożony wniosek o wprowadzenie do obrotu giełdowego tych instrumentów finansowych. Przewiduje się, że do czasu wygaśnięcia Praw do Akcji i zastąpienia ich Akcjami Oferowanymi, Akcje, w tym Akcje Oferowane, nie będą wprowadzone do obrotu na GPW. Niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych Spółka wystąpi do GPW z wnioskiem o wprowadzenie wszystkich Akcji, w tym Akcji Oferowanych, do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW.

2.4. Ryzyko opóźnienia lub przerwania Oferty Publicznej

Zgodnie z art. 16 Ustawy o Ofercie, w przypadku naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ofertą publiczną, subskrypcją lub sprzedażą, dokonywanymi na podstawie tej oferty, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, przez emitenta, wprowadzającego lub inne podmioty uczestniczące w tej ofercie, subskrypcji lub sprzedaży w imieniu lub na zlecenie emitenta lub wprowadzającego albo uzasadnionego podejrzenia, że takie naruszenie może nastąpić, KNF, z zastrzeżeniem art. 19 Ustawy o Ofercie, może:

(i) nakazać wstrzymanie rozpoczęcia oferty publicznej, subskrypcji lub sprzedaży albo przerwanie jej przebiegu, na okres nie dłuższy niż 10 dni roboczych, lub

(ii) zakazać rozpoczęcia oferty publicznej, subskrypcji lub sprzedaży albo dalszego jej prowadzenia, lub

(iii) opublikować, na koszt emitenta lub wprowadzającego, informację o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ofertą publiczną, subskrypcją lub sprzedażą.

W związku z daną ofertą publiczną, subskrypcją lub sprzedażą KNF może wielokrotnie zastosować środek przewidziany w punktach (ii) i (iii) powyżej.

Zgodnie z art. 19 Ustawy o Ofercie, w przypadku ustania przyczyn wydania przez KNF decyzji, o której mowa w punktach (i) lub (ii) powyżej, KNF może, na wniosek emitenta lub wprowadzającego albo z urzędu, uchylić tę decyzję.

Zgodnie z art. 17 Ustawy o Ofercie, w przypadku naruszenia lub uzasadnionego podejrzenia naruszenia przepisów prawa w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przez emitenta lub podmioty występujące w imieniu lub na zlecenie emitenta albo uzasadnionego podejrzenia, że takie naruszenie może nastąpić, KNF, z zastrzeżeniem art. 19 Ustawy o Ofercie, może:

(i) nakazać wstrzymanie ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym, na okres nie dłuższy niż 10 dni roboczych;

(ii) zakazać ubiegania się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym;

(iii) opublikować, na koszt emitenta, informację o niezgodnym z prawem działaniu w związku z ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym.

W związku z danym ubieganiem się o dopuszczenie lub wprowadzenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym KNF może wielokrotnie zastosować środek przewidziany w punktach (ii) i (iii) powyżej.

Zgodnie z art. 19 Ustawy o Ofercie w przypadku ustania przyczyn wydania decyzji, o której mowa w punktach (i) lub (ii) powyżej, KNF może, na wniosek emitenta lub wprowadzającego albo z urzędu, uchylić tę decyzję.

Zgodnie z art. 18 Ustawy o Ofercie KNF może zastosować środki, o których mowa w art. 16 i art. 17 Ustawy o Ofercie, także w przypadku gdy z treści dokumentów lub informacji, składanych do KNF lub przekazywanych do wiadomości publicznej, wynika, że:

(i) oferta publiczna, subskrypcja lub sprzedaż papierów wartościowych, dokonywane na podstawie tej oferty, lub ich dopuszczenie do obrotu na rynku regulowanym w znaczący sposób naruszałyby interesy inwestorów;

(ii) istnieją przesłanki, które w świetle przepisów prawa mogą prowadzić do ustania bytu prawnego emitenta;

(iii) działalność emitenta była lub jest prowadzona z rażącym naruszeniem przepisów prawa, które to naruszenie może mieć istotny wpływ na ocenę papierów wartościowych emitenta lub też w świetle przepisów prawa może prowadzić do ustania bytu prawnego lub upadłości emitenta; lub

(iv) status prawny papierów wartościowych jest niezgodny z przepisami prawa i w świetle tych przepisów istnieje ryzyko uznania tych papierów wartościowych za nieistniejące lub obarczone wadą prawną mającą istotny wpływ na ich ocenę.

W przypadku powiadomienia KNF przez właściwy organ państwa przyjmującego, że emitent, dla którego Rzeczpospolita Polska jest państwem macierzystym, lub instytucja finansowa uczestnicząca w ofercie publicznej w imieniu lub na zlecenie takiego emitenta narusza w związku z ofertą publiczną lub dopuszczeniem lub wprowadzeniem do obrotu na rynku regulowanym na podstawie prospektu emisyjnego zatwierdzonego przez KNF przepisy prawa obowiązujące w tym państwie, KNF może:

(i) wezwać emitenta do zaprzestania naruszania przepisów prawa na terytorium tego państwa lub

(ii) zastosować środki określone w art. 16 lub art. 17 Ustawy o Ofercie.

Zgodnie z art. 19 Ustawy o Ofercie w przypadku ustania przyczyn wydania decyzji, o której mowa w art. 18 Ustawy o Ofercie, KNF może, na wniosek emitenta lub wprowadzającego albo z urzędu, uchylić tę decyzję.

Zgodnie z art. 20 ust. 1 Ustawy o Obrocie, w przypadku gdy wymaga tego bezpieczeństwo obrotu na rynku regulowanym lub jest zagrożony interes inwestorów, spółka prowadząca rynek regulowany, na żądanie KNF, wstrzymuje dopuszczenie do obrotu na tym rynku lub rozpoczęcie notowań wskazanymi przez KNF papierami wartościowymi lub innymi instrumentami finansowymi, na okres nie dłuższy niż 10 dni.

2.5. Ryzyko wykluczenia Akcji Emitenta z obrotu na rynku regulowanym

Zgodnie z art. 96 Ustawy o Ofercie, w przypadku niespełnienia przez spółkę publiczną określonych w tym przepisie wymogów prawnych, KNF może wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, jej papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym albo nałożyć, biorąc pod uwagę w szczególności sytuację finansową podmiotu, na który kara jest nakładana, karę pieniężną w wysokości do 1 mln PLN, albo zastosować obie sankcje łącznie. W przypadku wydania takiej decyzji przez KNF, zgodnie z § 31 ust. 1 pkt 4 Regulaminu GPW, Zarząd GPW wyklucza jej papiery wartościowe z obrotu giełdowego.

Zarząd GPW jest uprawniony do wykluczenia instrumentów finansowych z obrotu giełdowego w okolicznościach wskazanych w Regulaminie GPW. Zgodnie z § 31 ust. 1 Regulaminu GPW Zarząd GPW wyklucza instrumenty finansowe z obrotu giełdowego: (i) jeżeli ich zbywalność stała się ograniczona, (ii) na żądanie KNF zgłoszone zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie, (iii) w przypadku zniesienia ich dematerializacji, (iv) w przypadku wykluczenia ich z obrotu na rynku regulowanym przez właściwy organ nadzoru. Zarząd GPW może wykluczyć instrumenty finansowe z obrotu giełdowego: (i) jeżeli przestały spełniać warunki dopuszczenia do obrotu giełdowego na danym rynku, inne niż wskazany w § 31 ust. 1 pkt 1 Regulaminu GPW warunek nieograniczonej zbywalności, (ii) jeżeli emitent uporczywie narusza przepisy obowiązujące na GPW, (iii) na wniosek emitenta, (iv) wskutek ogłoszenia upadłości emitenta albo w przypadku oddalenia przez sąd wniosku o ogłoszenie upadłości z powodu braku środków w majątku emitenta na zaspokojenie kosztów postępowania, (v) jeżeli uzna, że wymaga tego interes i bezpieczeństwo uczestników obrotu, (vi) wskutek podjęcia decyzji o połączeniu emitenta z innym podmiotem, jego podziale lub przekształceniu, (vii) jeżeli w ciągu ostatnich 3 miesięcy nie dokonano żadnych transakcji giełdowych na danym instrumencie finansowym, (viii) wskutek podjęcia przez emitenta działalności zakazanej przez obowiązujące przepisy prawa, (ix) wskutek otwarcia likwidacji emitenta.

Zgodnie z art. 176 Ustawy o Obrocie, w przypadku, gdy emitent lub wprowadzający nie wykonuje albo wykonuje nienależycie obowiązki wymienione w art. 157 i 158 Ustawy o Obrocie, lub nie wykonuje albo wykonuje nienależycie obowiązki wynikające z przepisów wydanych na podstawie art. 160 ust. 5 Ustawy o Obrocie KNF może:

(i) wydać decyzję o wykluczeniu papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym albo

(ii) nałożyć karę pieniężną do wysokości 1 mln PLN albo

(iii) wydać decyzję o wykluczeniu, na czas określony lub bezterminowo, papierów wartościowych z obrotu na rynku regulowanym, nakładając jednocześnie karę pieniężną określoną w punkcie (ii) powyżej.

W przypadku ustania przyczyn wydania decyzji, o której mowa w art. 176 Ustawy o Obrocie, KNF może, na wniosek emitenta lub wprowadzającego albo z urzędu, uchylić tę decyzję.

Ponadto, zgodnie z art. 20 ust. 3 Ustawy o Obrocie, na żądanie KNF GPW wyklucza z obrotu wskazane przez KNF papiery wartościowe, w przypadku gdy obrót nimi zagraża w sposób istotny prawidłowemu funkcjonowaniu rynku regulowanego lub bezpieczeństwu obrotu na tym rynku, albo powoduje naruszenie interesów inwestorów.

Nie możemy zagwarantować, że Akcje, w tym Akcje Oferowane, nie zostaną nigdy wykluczone z obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW.

2.6. Ryzyko zawieszenia obrotu Akcjami Emitenta na Giełdzie

Zgodnie z § 30 Regulaminu GPW Zarząd GPW może zawiesić obrót naszymi Akcjami notowanymi na GPW, w tym Akcjami Oferowanymi, na okres do trzech miesięcy: (i) na nasz wniosek, (ii) jeżeli uzna, że wymaga tego interes i bezpieczeństwo uczestników obrotu, (iii) jeśli będziemy naruszać przepisy obowiązujące na GPW. Ponadto, zgodnie z art. 20 ust. 2 Ustawy o Obrocie, w przypadku, gdy obrót określonymi papierami wartościowymi lub innymi instrumentami finansowymi jest dokonywany w okolicznościach wskazujących na możliwość zagrożenia prawidłowego funkcjonowania rynku regulowanego lub bezpieczeństwa obrotu na tym rynku, albo naruszenia interesów inwestorów, na żądanie KNF, GPW zawiesza obrót tymi papierami lub instrumentami na okres nie dłuższy niż miesiąc. Nie możemy zagwarantować, że obrót Akcjami nigdy nie zostanie zawieszony.

2.7. Ryzyko braku płynnego rynku dla Akcji Emitenta lub niestabilności ich notowań

Dotychczas nasze Akcje nie były przedmiotem obrotu giełdowego. Przewiduje się, że Akcje, w tym Akcje Oferowane, zostaną dopuszczone i wprowadzone do obrotu na GPW po zakończeniu Oferty i zarejestrowaniu przez sąd rejestrowy podwyższenia kapitału w drodze emisji Akcji Oferowanych. Nie możemy jednak zagwarantować, że po wprowadzeniu Akcji do obrotu na GPW powstanie płynny rynek naszych Akcji. Nie jesteśmy w stanie prognozować zainteresowania inwestorów naszymi Akcjami. Ponadto, jeżeli znaczna liczba Akcji Oferowanych zostanie sprzedana ograniczonej liczbie Inwestorów Instytucjonalnych, może to ograniczyć liczbę zainteresowanych nabywców i wpłynąć na poziom płynności naszych Akcji na rynku. W związku z tym nie można wykluczyć, że występować będą wahania cen Akcji, ani że inwestorzy mogą nie być w stanie kupić lub sprzedać Akcji Oferowanych po oczekiwanych cenach lub w oczekiwanych terminach, a w szczególności cena sprzedawanych lub kupowanych na GPW Akcji może być wyższa lub niższa od ceny Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej. Ponadto nie przewidujemy zapewnienia podejmowania działań stabilizacyjnych w związku z Ofertą, co może wpłynąć na zmienność cen PDA lub Akcji po wprowadzeniu ich do notowań na GPW.

Co więcej, na kurs naszych Akcji na GPW mogą mieć także wpływ przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby Akcji przez akcjonariuszy Spółki, w tym Głównego Akcjonariusza, lub emisje nowych akcji, a nawet samo oczekiwanie na taką sprzedaż lub emisję. Należy podkreślić, iż przyszłe transakcje sprzedaży znaczącej liczby naszych Akcji lub samo oczekiwanie na taką sprzedaż mogą także negatywnie wpłynąć na nasze

możliwości pozyskania kapitału w przyszłości, w dogodnym dla nas czasie oraz po satysfakcjonujących dla nas cenach, a udział naszych akcjonariuszy może ulec rozwodnieniu w wyniku ewentualnych emisji nowych akcji w przyszłości.

Ponadto na kurs naszych Akcji na GPW może wpływać szereg innych czynników, w tym m.in. ogólne trendy ekonomiczne i biznesowe, zmiany ogólnej sytuacji na rynkach papierów wartościowych, zmiany prawa i innych regulacji w Polsce i Unii Europejskiej, sytuacja w branży energetycznej w Polsce, potencjalne lub faktyczne transakcje sprzedaży dużych pakietów Akcji na rynku wtórnym, zmiany prognoz przez analityków rynków finansowych oraz faktyczne lub przewidywane zmiany w naszej działalności, sytuacji finansowej i wynikach działalności. Wahania na rynkach papierów wartościowych w Polsce i poza jej granicami w przyszłości mogą również mieć niekorzystny wpływ na cenę rynkową Akcji, niezależnie od naszej działalności, sytuacji finansowej, wyników działalności lub perspektyw. Polski rynek papierów wartościowych generalnie charakteryzuje relatywnie niska płynność, a papiery wartościowe notowane na GPW doświadczają większych wahań cen, niż na innych rynkach. Nie możemy zatem zagwarantować inwestorom, że ich zlecenia kupna lub sprzedaży Akcji zostaną zrealizowane w najdogodniejszym dla nich terminie i po odpowiadającej im cenie.

2.8. Ryzyko wynikające ze stanowiska Zarządu Giełdy w sprawie szczególnych warunków dopuszczania i wprowadzania do obrotu giełdowego niektórych instrumentów finansowych

Zgodnie ze stanowiskiem Zarządu Giełdy z dnia 12 września 2006 roku w sprawie szczególnych warunków dopuszczania i wprowadzania do obrotu giełdowego niektórych instrumentów finansowych, decyzje w sprawie wniosków emitentów o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu giełdowego jednocześnie praw do akcji nowej emisji oraz akcji już istniejących, podejmowane są po analizie obejmującej w szczególności wielkość i strukturę oferty, strukturę własności, ewentualne umowy sprzedaży oraz inne okoliczności związane z wnioskiem. Z uwagi na powyższe stanowisko, przewiduje się, że do czasu wygaśnięcia Praw do Akcji i zastąpienia ich Akcjami Oferowanymi, Akcje, w tym Akcje Oferowane, nie będą wprowadzone do obrotu na GPW. Niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych Spółka wystąpi do GPW z wnioskiem o wprowadzenie wszystkich Akcji, w tym Akcji Oferowanych, do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW.

2.9. Ryzyko opóźnienia w rozporządzaniu nabytymi instrumentami finansowymi albo gotówką na ich nabycie

Zgodnie z art. 438 § 1 KSH termin do zapisywania się na akcje nie może być dłuższy niż trzy miesiące od dnia otwarcia subskrypcji. Według przewidywanego harmonogramu Oferty, który został przedstawiony w punkcie 4. w Rozdziale XXII Prospektu, przyjmowanie zapisów od Inwestorów Indywidualnych rozpocznie się w dniu 13 października 2009 roku i trwać będzie do dnia 27 października 2009 roku, do godziny 12.00 czasu warszawskiego, natomiast przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych rozpocznie się w dniu 28 października 2009 roku i trwać będzie do dnia 30 października 2009 roku. Nie można jednak wykluczyć, iż zostanie podjęta decyzja o przedłużeniu terminu zakończenia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane. W takim przypadku odpowiedniej zmianie ulegnie również termin przydziału Akcji Oferowanych, co z kolei wpłynie na termin rozpoczęcia obrotu Prawami do Akcji oraz Akcjami Oferowanymi na GPW (zgodnie z informacją zawartą w punkcie 13. w Rozdziale XXII Prospektu przewiduje się, że obrót Prawami do Akcji na GPW rozpocznie się w terminie około 2 tygodni od dnia przydziału Akcji Oferowanych, natomiast obrót Akcjami Oferowanymi na GPW rozpocznie się w terminie około miesiąca od dnia przydziału Akcji Oferowanych; niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych, Spółka wystąpi do GPW z wnioskiem o wprowadzenie wszystkich Akcji, w tym Akcji Oferowanych, do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW). Mając powyższe na uwadze, nie można wykluczyć, iż nastąpi opóźnienie w możliwości rozporządzania przez inwestorów nabytymi instrumentami finansowymi albo gotówką, którą wpłacili na ich nabycie.

2.10. Ryzyko związane z wypłatą zaliczki na dywidendę za 2009 rok

Statut Emitenta zawiera postanowienia upoważniające Zarząd do podjęcia uchwały w sprawie wypłaty zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego. Wypłata zaliczki wymaga zgody Rady Nadzorczej (odnośnie do zasad wypłat zaliczek porównaj punkt 5.5. w Rozdziale XVIII Prospektu). Zarząd Emitenta rozważa obecnie podjęcie uchwały o wypłacie zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy za rok 2009. Zgodnie z Uchwałą Emisyjną Akcje Oferowane uczestniczą w dywidendzie za 2009 rok na takich samych zasadach jak Akcje Istniejące. W razie uchwalenia przez Zarząd wypłaty zaliczki i uzyskania zgody Rady Nadzorczej na jej wypłatę, zamiarem Zarządu byłoby wypłacenie zaliczki na poczet dywidendy za 2009 rok zarówno na Akcje Istniejące, jak i na Akcje Oferowane, gdyż w przeciwnym razie Akcje Istniejące i Akcje Oferowane jako akcje o zróżnicowanych prawach do kwoty dywidendy za 2009 rok nie mogłyby być notowane na GPW w jednej linii notowań. Zaliczka na Akcje Oferowane mogłaby być wypłacona jednak nie wcześniej niż w dniu zarejestrowania tych akcji w depozycie prowadzonym przez KDPW (dematerializacji akcji), co może nastąpić po zarejestrowaniu w KRS podwyższenia kapitału w drodze emisji Akcji Oferowanych. Ponadto, w razie uchwalenia wypłaty zaliczki i uzyskania zgody Rady Nadzorczej na jej wypłatę, zamiarem Zarządu byłaby wypłata zaliczki przed końcem 2009 roku. W przypadku, gdyby nie doszło do dematerializacji Akcji Oferowanych przed planowaną datą wypłaty zaliczki w 2009 roku, zamiarem Zarządu byłoby wypłacenie zaliczki w dwóch różnych terminach wypłaty. W pierwszym terminie byłaby wypłacona zaliczka na Akcje Istniejące, a wypłacenie zaliczki na Akcje Oferowane nastąpiłoby w późniejszym terminie, po ich dematerializacji. W takiej sytuacji akcjonariusze posiadający Akcje Oferowane otrzymaliby zaliczkę na Akcje Oferowane w terminie późniejszym niż akcjonariusze posiadający Akcje Istniejące, przy czym zamierzeniem Zarządu byłoby dokonanie wypłaty zaliczki na poczet dywidendy na Akcje Oferowane w możliwie jak najkrótszym terminie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego. Ponadto w takiej sytuacji ze względu na zróżnicowanie Akcji Istniejących i Akcji Oferowanych w prawach do kwot należnych z tytułu dywidendy za 2009 rok, Akcje Istniejące i Akcje Oferowane nie mogłyby być notowane w jednej linii notowań na GPW do czasu zrównania się akcji w prawach, to jest do dnia ustalenia akcjonariuszy uprawnionych do zaliczki na Akcje Oferowane (dnia zaliczki na Akcje Oferowane). Spółka przewiduje, że w takiej sytuacji wpierw notowane byłyby Akcje Oferowane, a Akcje Istniejące mogłyby być notowane na GPW dopiero po dniu zaliczki na Akcje Oferowane.

III. WYKORZYSTANIE ŚRODKÓW

W ramach Oferty Globalnej zamierzamy uzyskać wpływy brutto z emisji Akcji Oferowanych na poziomie około 5 mld PLN, a po uwzględnieniu kosztów emisji i prowizji związanych z subemisją, netto na poziomie około 4,93 mld PLN. Informacja na temat rzeczywistych wpływów brutto oraz netto z emisji Akcji Oferowanych, rzeczywista wielkość kosztów Oferty, w tym wynagrodzenie doradców oraz planowane przeznaczenie wpływów na poszczególne cele inwestycyjne zostaną podane do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego po zakończeniu Oferty.

Środki pozyskane w drodze Oferty Globalnej będą przeznaczone na dwa zasadnicze cele:

1. około 3,5 mld PLN – jako jedno ze źródeł finansowania programu inwestycyjnego, umożliwiającego realizację strategii Grupy PGE m.in. w zakresie rozwoju konwencjonalnych mocy wytwórczych. Co do zasady środki te nie są przypisane do żadnej konkretnej inwestycji z programu inwestycyjnego Grupy. Środki te stanowią około 9% wartości programu inwestycyjnego w tym obszarze zakładanego w okresie do 2012 roku. Program ten będzie, według oczekiwań Zarządu, współfinansowany: środkami własnymi Emitenta (aktualnie posiadanymi oraz wypracowanymi w przyszłości), środkami ze sprzedaży niektórych aktywów (spoza podstawowej działalności Grupy), kapitałem dłużnym (np. kredytami bankowymi, obligacjami różnego typu, w tym eurobonds i innymi instrumentami dłużnymi), jak również środkami z emisji akcji pozyskanymi w ramach Oferty. Wykorzystanie i proporcje różnych źródeł finansowania będą wynikały z dążenia do zapewnienia najniższego możliwego do uzyskania w danym okresie kosztu kapitału oraz optymalnych w danym okresie wskaźników finansowych (w tym dotyczących zadłużenia). Wyżej wymieniona kwota pozyskana z Oferty Globalnej będzie zatem stanowić element kapitału obrotowego Emitenta i będzie wydatkowana w miarę postępu realizacji programu inwestycyjnego (porównaj dodatkowy opis poniżej);
2. około 1,5 mld PLN – zrefinansowanie pierwszej transzy i sfinansowanie drugiej transzy płatności z tytułu odkupienia od Skarbu Państwa pakietów mniejszościowych w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych (porównaj dodatkowy opis poniżej).

Oba wyżej wymienione cele są istotne i Emitent nie nadaje pierwszeństwa realizacji żadnemu z nich.

Emitent nie planuje zmiany głównych celów emisji. Jednakże, w przypadku ewentualnej zmiany celów emisji, informacja w tej sprawie zostanie przekazana niezwłocznie do publicznej wiadomości w formie raportu w trybie art. 56 ust. 1 Ustawy o Ofercie. Do czasu wykorzystania środków zgodnie z celami emisji, kwota pozyskana z Oferty Globalnej będzie stanowić element kapitału obrotowego Emitenta, co zgodnie z jego oczekiwaniem przełoży się m.in. na zmniejszenie sald lub spłatę krótko lub długoterminowego zadłużenia Grupy (w tym kredytów i obligacji opisanych w Rozdziale XIV Prospektu), a pozostałe nadwyżki zostaną przeznaczone na finansowanie działalności lub ulokowane w depozyty bankowe oraz papiery wartościowe emitowane przez Skarb Państwa.

Ponadto środki uzyskane w drodze emisji Akcji Oferowanych powinny wzmocnić naszą pozycję i umożliwić utrzymanie poziomu ratingów określających wiarygodność kredytową na zadowalającym poziomie, a w konsekwencji ułatwić pełną realizację naszej strategii. Poniżej przedstawione są dodatkowe informacje dotyczące dwóch głównych celów emisji.

Ad 1 Finansowanie programu inwestycyjnego

Zamierzamy utwierdzić naszą wiodącą pozycję na rynku elektroenergetycznym w Polsce. W celu realizacji tych zamierzeń opracowaliśmy i wprowadzamy w życie szczegółową strategię Grupy PGE (porównaj opis w punkcie 3. w Rozdziale XIII Prospektu). Dla osiągnięcia celów tej strategii, w okresie 2009-2012 planujemy wydać łącznie około 38,9 mld PLN, głównie na inwestycje w istniejące aktywa (wydobywcze, wytwórcze i dystrybucyjne), budowę nowych mocy wytwórczych, jak również przejęcia wybranych przedsiębiorstw oraz projekty JI/CDM. Główne założenia programu inwestycyjnego Grupy PGE w tym okresie obejmują:

- wzrost organiczny oparty o energetykę cieplną (około 8,2 mld PLN) realizowany poprzez budowę nowych elektrowni konwencjonalnych opalanych paliwami kopalnymi;
- inwestycje w odnawialne źródła energii (około 8,9 mld PLN), głównie lądowe i morskie farmy wiatrowe oraz instalacje biogazowe, a także współspalanie biomasy i zakłady utylizacji odpadów komunalnych;
- wzrost efektywności poprzez modernizację istniejących aktywów wydobywczych i wytwórczych Grupy (około 9,5 mld PLN);
- budowę nowych i modernizację istniejących aktywów dystrybucyjnych Grupy (około 5,5 mld PLN);
- inwestycje w nowe technologie, w tym blok IGCC oraz instalację CCS (około 2 mld PLN);
- akwizycje, projekty JI/CDM oraz inwestycje w zakresie obrotu hurtowego i sprzedaży detalicznej (około 4,8 mld PLN).

Kluczowe projekty, których rozpoczęcie, kontynuowanie lub zakończenie przewiduje się w latach 2009-2012, zostały omówione w punkcie 3.6. w Rozdziale XIII Prospektu poświęconym opisowi programu inwestycyjnego. W szczególności do najważniejszych z tych projektów należą:

- dokończenie budowy bloku energetycznego w Elektrowni Bełchatów (moc 858 MW);
- budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole (2 x 800-900 MW);
- budowa Elektrowni Lublin (moc około 2 x 800 MW);
- budowa bloku 11 w Elektrowni Turów (moc około 460 MW);
- budowa w EC Rzeszów bloku zasilanego głównie bioolejem (moc elektryczna około 25 MWe, moc cieplna około 15 MWt);

- budowa dwóch nowych bloków węglowych w Elektrowni Dolna Odra (moc około 800-900 MW każdy);
- budowa dwóch nowych bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra (moc 400-500 MW każdy);
- budowa bloku gazowego o mocy 200 MW w EC Pomorzany;
- budowa nowego bloku gazowo-parowego w ZEC Bydgoszcz (moc 240 MWe i 180 MWt);
- budowa instalacji do spalania biomasy wraz z modernizacją istniejącego kotła węglowego w ZEC Bydgoszcz;
- budowa bloku współspalającego biomasę w EC Gorzów (moc około 70-80 MWt i 20-25 MWe, w zależności od wybranej technologii);
- budowa bloku gazowego szczytowego w EC Gorzów (moc 126 MWe);
- budowa nowego bloku opalanego węglem kamiennym i biomasą lub gazem w EC Kielce (moc 30 MWe);
- budowa gazowych mocy szczytowych (moc około 200 MWe);
- budowa instalacji do termicznego przetwarzania odpadów komunalnych w Lublinie (moc około 7 MWe i 22 MWt);
- budowa kompleksu wydobywczo-energetycznego w oparciu o złoża węgla brunatnego kompleksu Legnica-Ścinawa (wydobycie węgla około 25 mln ton, moc elektrowni około 4400 MW);
- budowa lądowych i morskich elektrowni wiatrowych o łącznej mocy około 2.000 MW;
- budowa do 2012 roku łącznie 50 MW nowych mocy zainstalowanych w biogazowniach;
- inwestycje w modernizację istniejących aktywów wydobywczych i wytwórczych w obszarze energetyki konwencjonalnej i odnawialnej;
- inwestycje w nowe technologie wytwarzania energii, w tym budowa instalacji demonstracyjnej CCS na nowym bloku 858 MW w Bełchatowie oraz bloku IGCC (technologia zgazowywania węgla);
- inwestycje w modernizację i rozwój aktywów dystrybucyjnych.

Specyfika procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym, jak również wieloletnie okresy ich opracowywania i realizacji, a także zmienne w czasie uwarunkowania ekonomiczne i prawne sprawiają, że nie wszystkie z planowanych wstępnie projektów inwestycyjnych zostaną skierowane do fazy realizacji. Odpowiada to polityce Grupy, zgodnej z praktyką innych podmiotów z sektora elektroenergetycznego, polegającej na opracowywaniu większej liczby projektów inwestycji rozwojowych niż ostatecznie realizowane. Decyzja o skierowaniu poszczególnych projektów do realizacji jest podejmowana indywidualnie, przy uwzględnieniu m.in. opłacalności poszczególnych projektów oraz aktualnych warunków ekonomicznych i prawnych. Ponadto, z uwagi na opisaną wyżej specyfikę procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym, Grupa PGE planuje swoje projekty inwestycyjne w okresach dłuższych, sięgających kilkunastu lat. Emitent zwraca uwagę, iż wskazane projekty są w różnych fazach realizacji, ich kontynuacja zależy od zmiennych w czasie uwarunkowań ekonomicznych i przez to nie jest pewna. Występujące ryzyka (porównaj opis w punktach 1.3.6., 1.3.7., 1.3.8. i 1.3.11. w Rozdziale II Prospektu) mogą wpłynąć na przesunięcie przewidywanych terminów realizacji poszczególnych projektów oraz ich zakresu rzeczowego.

Strategia Grupy PGE przewiduje również wzrost przez akwizycje, na co w programie inwestycyjnym PGE na lata 2009-2012, obok innych projektów inwestycyjnych, przewidziano kwotę około 4,8 mld PLN. Niemniej jednak na dzień Prospektu nie zostały podjęte żadne wiążące zobowiązania w odniesieniu do jakiegokolwiek projektu akwizycyjnego. Priorytetem dla Emitenta jest rozwój organiczny, jednakże Emitent analizuje także możliwość realizacji projektów akwizycyjnych (porównaj opis w punkcie 3.6.7 w Rozdziale XIII Prospektu).

Emitent zamierza dokonywać wydatków związanych z programem inwestycyjnym bezpośrednio lub za pośrednictwem swoich spółek zależnych, a w zakresie energetyki jądrowej także za pośrednictwem spółek celowych tworzonych z mniejszościowym udziałem innych podmiotów. Rozbicie kwoty programu inwestycyjnego na część planowaną do realizacji bezpośrednio przez Emitenta lub przez spółki zależne Emitenta nie jest w opinii Emitenta istotne i będzie zależne od przyszłych uwarunkowań. Planuje się, iż z poziomu Emitenta środki będą przekazywane do spółek z Grupy PGE w drodze objęcia obligacji Spółek Zależnych przez PGE (oprocentowanych na warunkach rynkowych) lub w inny uzasadniony ekonomicznie i zgodny z prawem sposób.

Ad 2 Sfinansowanie odkupienia pakietów mniejszościowych w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych

Dla uporządkowania i zwiększenia transparentności struktury właścicielskiej Grupy Kapitałowej PGE wykorzysta część środków z Oferty Globalnej na sfinansowanie płatności z tytułu odkupienia od Skarbu Państwa pakietów mniejszościowych w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych. W szczególności, w dniu 18 grudnia 2008 roku, Spółka zawarła ze Skarbem Państwa umowę, której przedmiotem jest zakup przez Emitenta akcji KWB Bełchatów, KWB Turów, Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów, Elektrowni Opole (porównaj opis umowy w punkcie 6.3. w Rozdziale XIV Prospektu). Zakup akcji ma zostać opłacony w kilku transzach, z czego do dnia Prospektu zapłacono kwotę 1.242,1 mln PLN, zaś pozostała część w kwocie około 236,3 mln PLN będzie płatna po nabyciu pozostałych akcji, co zgodnie z umową powinno nastąpić do końca 2009 roku. Emitent zamierza dokonywać wydatków związanych z odkupieniem pakietów mniejszościowych bezpośrednio.

W ocenie Emitenta realizacja powyższej umowy nie wiąże się z obowiązkiem po stronie Emitenta sporządzenia i włączenia do Prospektu informacji finansowych *pro forma*. W szczególności, w wyniku realizacji powyższej umowy nie dojdzie do przekroczenia poziomu wskaźników, o których mowa w przepisach Rozporządzenia 809, z których przekroczeniem wiąże się obowiązek sporządzenia informacji finansowej *pro forma*.

IV. ROZWODNIENIE

W poniższej tabeli przedstawiono (w ujęciu liczbowym i procentowym) rozwodnienie kapitału zakładowego Spółki, jakie wystąpi bezpośrednio po zakończeniu Oferty przy założeniu, że emisja wszystkich Akcji Oferowanych dojdzie do skutku.

Tabela 1: Rozwodnienie kapitału zakładowego Spółki (w ujęciu liczbowym i procentowym)

	Przed Ofertą		**Po Ofercie**	
Liczba akcji Spółki przed dokonaniem emisji Akcji Oferowanych*	1.470.576.500	*100%*	1.470.576.500	*85%*
Liczba Akcji Oferowanych*	-	-	259.513.500	*15%*
Liczba akcji ogółem po dokonaniu emisji Akcji Oferowanych	**1.470.576.500**	***100%***	**1.730.090.000**	***100%***

*Z uwagi na fakt, iż każda Akcja uprawnia do wykonania jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu, powyższe informacje na temat zmiany ogólnej liczby Akcji w wyniku realizacji Oferty odnoszą się także do zmiany w ogólnej liczbie głosów na Walnym Zgromadzeniu, która nastąpi w wyniku realizacji Oferty.

V. WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT

Złoty polski jest walutą funkcjonalną oraz walutą prezentacji skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy. W Prospekcie, o ile nie zaznaczono inaczej i o ile z kontekstu nie wynika inaczej, wszystkie odwołania do „dolara" lub „USD" dotyczą prawnie obowiązującej waluty Stanów Zjednoczonych Ameryki, wszystkie odwołania do „złotego" lub „PLN" dotyczą prawnie obowiązującej waluty Rzeczypospolitej Polskiej, wszystkie odwołania do „euro" lub „EUR" dotyczą prawnie obowiązującej waluty Państw Członkowskich uczestniczących w trzecim etapie Unii Gospodarczej i Walutowej Traktatu Ustanawiającego Wspólnotę Europejską (zgodnie z jego późniejszymi zmianami), wszystkie odwołania do „korony szwedzkiej" lub „SEK" dotyczą prawnie obowiązującej waluty Królestwa Szwecji, a wszystkie odwołania do „franka szwajcarskiego" lub „CHF" dotyczą prawnie obowiązującej waluty Konfederacji Szwajcarskiej.

Poniższa tabela przedstawia kursy wymiany złotego do dolara, złotego do euro, euro do dolara, złotego do korony szwedzkiej oraz złotego do franka szwajcarskiego, podane na podstawie dziennych średnich kursów wymiany Narodowego Banku Polskiego, wskazując ich najwyższą i najniższą wartość, średnią arytmetyczną oraz wartość na koniec danego okresu. Średnie dzienne kursy wymiany złotego do dolara, złotego do euro, złotego do korony szwedzkiej oraz złotego do franka szwajcarskiego są ogłaszane przez NBP w każdy dzień roboczy i publikowane na jego stronie internetowej www.nbp.gov.pl. Kursy wymiany euro do dolara zostały przez nas obliczone na podstawie dziennych kursów wymiany NBP złotego do dolara oraz złotego do euro dla odpowiednich okresów. Dzienne kursy wymiany euro do dolara nie są ogłaszane przez NBP.

Kursy te mogą różnić się od faktycznych kursów zastosowanych przy sporządzaniu skonsolidowanych sprawozdań finansowych i innych informacji finansowych podanych w Prospekcie. Mogą się także różnić od średnich kursów wymiany za poszczególne okresy, ogłaszanych przez NBP.

Nie gwarantujemy, że kwoty w dolarach, złotych, euro, koronach szwedzkich lub frankach szwajcarskich wymienione w Prospekcie były lub w przyszłości mogą być przeliczone na dolary, złote, euro, korony szwedzkie lub franki szwajcarskie według jakiegokolwiek określonego kursu wymiany.

Tabela 1: Kursy wymiany złotego do dolara, złotego do euro, euro do dolara, złotego do korony szwedzkiej oraz złotego do franka szwajcarskiego, podane na podstawie dziennych średnich kursów wymiany Narodowego Banku Polskiego

	PLN za 1 USD			
Rok	**Najwyższy**	**Najniższy**	**Średni**	**Na koniec okresu**
2005	3,4491	2,9066	3,2348	3,2613
2006	3,3008	2,8628	3,1025	2,9105
2007	3,0400	2,4260	2,7667	2,4350
2008	3,1303	2,0220	2,4092	2,9618
Miesiąc				
styczeń 2009	3,4561	2,8844	3,1717	3,4561
luty 2009	3,8978	3,4653	3,6314	3,6758
marzec 2009	3,7906	3,3330	3,5412	3,5416
kwiecień 2009	3,5222	3,1946	3,3480	3,2859
maj 2009	3,3281	3,1543	3,2337	3,1812
czerwiec 2009	3,2742	3,1248	3,2146	3,1733
lipiec 2009	3,1852	2,9230	3,0596	2,9525
sierpień 2009	2,9795	2,8460	2,8956	2,8675
wrzesień 2009	2,9401	2,7969	2,8595	2,8852

	PLN za 1 EUR			
Rok	**Najwyższy**	**Najniższy**	**Średni**	**Na koniec okresu**
2005	4,2756	3,8223	4,0254	3,8598
2006	4,1065	3,7565	3,8951	3,8312
2007	3,9385	3,5699	3,7829	3,5820
2008	4,1848	3,2026	3,5166	4,1724
Miesiąc				
styczeń 2009	4,4392	3,9170	4,2181	4,4392
luty 2009	4,8999	4,4366	4,6442	4,6578
marzec 2009	4,7493	4,4653	4,6237	4,7013
kwiecień 2009	4,6462	4,2351	4,4193	4,3838
maj 2009	4,4876	4,3362	4,4105	4,4588
czerwiec 2009	4,5518	4,4447	4,5081	4,4696
lipiec 2009	4,4241	4,1605	4,3053	4,1605
sierpień 2009	4,2046	4,0854	4,1311	4,0998
wrzesień 2009	4,2461	4,0969	4,1635	4,2226

EUR za 1 USD

Rok	Najwyższy	Najniższy	Średni	Na koniec okresu
2005	0,7039	0,7604	0,8036	0,8449
2006	0,8038	0,7621	0,7965	0,7597
2007	0,7719	0,6796	0,7314	0,6798
2008	0,7480	0,6314	0,6851	0,7099
Miesiąc				
styczeń 2009	0,7785	0,7364	0,7519	0,7785
luty 2009	0,7955	0,7811	0,7819	0,7892
marzec 2009	0,7981	0,7464	0,7659	0,7533
kwiecień 2009	0,7581	0,7543	0,7576	0,7496
maj 2009	0,7416	0,7274	0,7332	0,7135
czerwiec 2009	0,7193	0,7030	0,7131	0,7100
lipiec 2009	0,7200	0,7026	0,7107	0,7097
sierpień 2009	0,7086	0,6966	0,7009	0,6994
wrzesień 2009	0,6924	0,6827	0,6868	0,6833

PLN za 1 SEK

Rok	Najwyższy	Najniższy	Średni	Na koniec okresu
2005	0,4661	0,4045	0,4337	0,4097
2006	0,4456	0,3984	0,4210	0,4234
2007	0,4361	0,3788	0,4092	0,3805
2008	0,3911	0,3383	0,3652	0,3821
Miesiąc				
styczeń 2009	0,4187	0,3675	0,3936	0,4187
luty 2009	0,4403	0,4073	0,4265	0,4073
marzec 2009	0,4309	0,4049	0,4137	0,4281
kwiecień 2009	0,4247	0,3897	0,4072	0,4106
maj 2009	0,4222	0,4110	0,4166	0,4171
czerwiec 2009	0,4210	0,4072	0,4142	0,4121
lipiec 2009	0,4096	0,3899	0,3968	0,4003
sierpień 2009	0,4089	0,3987	0,4044	0,4017
wrzesień 2009	0,4149	0,4008	0,4082	0,4130

PLN za 1 CHF

Rok	Najwyższy	Najniższy	Średni	Na koniec okresu
2005	2,7801	2,4613	2,5984	2,4788
2006	2,6263	2,3682	2,4773	2,3842
2007	2,4510	2,1459	2,3047	2,1614
2008	2,8014	1,9596	2,2171	2,8014
Miesiąc				
styczeń 2009	2,9907	2,6131	2,8255	2,9907
luty 2009	3,3167	2,9773	3,1192	3,1355
marzec 2009	3,2391	2,9027	3,0715	3,1001
kwiecień 2009	3,0747	2,7978	2,9236	2,9044
maj 2009	2,9768	2,8649	2,9162	2,9438
czerwiec 2009	3,0268	2,9314	2,9769	2,9314
lipiec 2009	2,9174	2,7128	2,8288	2,7128
sierpień 2009	2,7567	2,6736	2,7104	2,7037
wrzesień 2009	2,8072	2,7003	2,7480	2,7976

VI. DYWIDENDA I POLITYKA W ZAKRESIE DYWIDENDY

1. Polityka wypłaty dywidendy

Po przeprowadzeniu Oferty, Zarząd zamierza stosować politykę w zakresie dywidendy przewidującą wypłaty dywidend w wysokości uwzględniającej rozwój działalności Spółki i umożliwiającą utrzymanie odpowiedniego poziomu płynności finansowej. W krótszej perspektywie, Zarząd będzie dostosowywał proponowany poziom wypłaty dywidend do sytuacji na rynkach kredytowych i do bieżących potrzeb inwestycyjnych Spółki. W dłuższej perspektywie Zarząd zamierza rekomendować Walnemu Zgromadzeniu wypłatę dywidendy zgodnie ze standardami przyjętymi w branży elektroenergetycznej, co według oceny Zarządu oznacza obecnie wypłatę około 40-50% skonsolidowanego zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej. Wypłata każdej dywidendy będzie uzależniona w szczególności od ogólnej wysokości zadłużenia Emitenta, spodziewanych nakładów kapitałowych i potencjalnych akwizycji.

Wypłaty dywidendy przez Spółkę będą zależeć również od stanowiska Skarbu Państwa będącego dominującym akcjonariuszem w Spółce. Na stanowisko Skarbu Państwa w tej kwestii wpływ mogą mieć również czynniki polityczne. Ponadto wysokość dywidendy możliwej do wypłaty akcjonariuszom ustalana jest na podstawie jednostkowych sprawozdań finansowych Emitenta sporządzanych zgodnie z Ustawą o Rachunkowości. Zysk netto oraz wielkość kapitałów Emitenta możliwych do wypłaty akcjonariuszom w formie dywidendy są istotnie różne od wielkości wykazywanych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy PGE sporządzonym wg MSSF.

Ponadto, zgodnie z art. 396 KSH, dopóki kapitał zapasowy Spółki nie osiągnie co najmniej jednej trzeciej wartości kapitału zakładowego Spółki, co najmniej 8% z zysku za dany rok obrotowy przeznacza się na kapitał zapasowy Spółki. Na dzień 31 grudnia 2008 roku kapitał zapasowy Spółki wynosił 2.100.156 tys. PLN przy kapitale zakładowym Spółki w wysokości 14.705.765 tys. PLN.

Emitent jest spółką holdingową, zatem jego zdolność do wypłaty dywidendy zależy również od uzyskania dywidend od jego Spółek Zależnych. Wypłaty dywidend w Spółkach Zależnych uzależnione są od tego, czy uzyskają one wystarczające przychody, przepływy pieniężne oraz czy posiadać będą kapitały zapasowe oraz rezerwowe, które mogą być przeznaczone na wypłaty, a także ewentualnych postanowień umów (w szczególności umów związanych z udzieleniem finansowania, zawartych z instytucjami finansowymi), ograniczających możliwość dokonywania wypłaty dywidendy na rzecz Emitenta. Ponadto, podział zysków Spółek Zależnych dokonywany jest na podstawie jednostkowych sprawozdań sporządzanych przez te jednostki zgodnie z Ustawą o Rachunkowości. Zysk netto oraz wielkość kapitałów Spółek Zależnych nadających się do wypłaty akcjonariuszom w formie dywidendy mogą być istotnie różne od wielkości ujmowanych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej sporządzonym wg MSSF. Spółka podjęła działania, w wyniku których postanowienia statutów (umów) Spółek Zależnych przewidywać będą możliwość wypłat zaliczek na poczet przewidywanych dywidend. Niezależnie od powyższego, zgodnie z oczekiwaniem Emitenta, realizacja konsolidacji Grupy PGE opisanej w punkcie 6.3. w Rozdziale VII będzie skutkować zmniejszeniem liczby podmiotów pośrednio zależnych od Emitenta, a tym samym uproszczeniem procedury uzyskiwania przez Emitenta dywidendy od spółek z Grupy PGE, celem ułatwienia wypłaty dywidendy przez Emitenta jako spółki holdingowej.

Polityka wypłaty dywidendy będzie podlegać okresowej weryfikacji przez Zarząd, a przyszłe dywidendy będą wypłacane zgodnie z decyzjami Walnego Zgromadzenia, po uwzględnieniu szeregu czynników wskazanych powyżej, w tym perspektyw działalności i sytuacji finansowej Spółki, przyszłych zysków, planów ekspansji, zapotrzebowania na środki pieniężne, planowanych inwestycji i innych nakładów kapitałowych oraz przepisów prawa.

2. Informacja na temat wypłat dywidendy za lata 2006-2008

Dywidenda pieniężna, inna niż obowiązkowe wpłaty z zysku spółek zależnych od Skarbu Państwa za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2006 roku, nie była przez Emitenta wypłacana.

Zgodnie z uchwałą nr 5 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 18 lipca 2008 roku w sprawie podziału zysku netto, zysk netto Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2007 roku (wg jednostkowego sprawozdania finansowego sporządzonego zgodnie z Ustawą o Rachunkowości) w łącznej kwocie 826.336.231,23 PLN podzielono w taki sposób, iż kwotę 300.000.000 PLN przeznaczono na wypłatę dywidendy w formie pieniężnej na rzecz akcjonariusza – Skarbu Państwa i wypłacono w dniu 29 sierpnia 2008 roku, kwotę 66.106.900 PLN przeznaczono na kapitał zapasowy, kwotę 460.005.331,23 PLN przeznaczono na kapitał rezerwowy z zysku roku 2007, zaś pozostałą kwotę, 224.000 PLN, przeznaczono na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych Emitenta. Zgodnie z powyższą uchwałą, kapitał rezerwowy z zysku roku 2007 miał zostać użyty na wypłatę dywidendy rzeczowej w formie tzw. linii wschodnich oraz na nabywanie akcji własnych przez Spółkę lub na kapitał zapasowy Spółki. Zgodnie z uchwałą nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 października 2008 roku, rozwiązano kapitał rezerwowy w części dotyczącej kwoty 147.400.000 PLN i dokonano wypłaty części dywidendy za 2007 rok w postaci rzeczowej, w formie przeniesienia przez Emitenta na rzecz Skarbu Państwa z dniem 30 października 2008 roku, z jednoczesnym przeniesieniem tych aktywów przez Skarb Państwa do PSE Operator, trzech linii transgranicznych (tzw. linii wschodnich), potencjalnie umożliwiających przesyłanie energii elektrycznej przez wschodnią granicę kraju: (i) linia 220 kV Białystok – Roś wybudowana w 1962 roku o długości 54,01 km po stronie polskiej (ostatnio nieużywana), (ii) linia 750 kV Rzeszów – Chmielnicka wybudowana w 1984 roku o długości 114,2 km (ostatnio nieużywana), (iii) linia 220 kV Zamość – Dobrotwór wybudowana w 1966 roku o długości 64,2 km po stronie polskiej. Przed dniem Prospektu weszły w życie zmiany Statutu, które uchyliły możliwość dokonywania wypłat dywidendy rzeczowej.

Zgodnie z uchwałą nr 7 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 czerwca 2009 roku w sprawie podziału zysku z lat ubiegłych oraz zysku netto za rok obrotowy 2008, zysk netto Spółki za rok obrotowy zakończony w dniu 31 grudnia 2008 roku (według jednostkowego sprawozdania finansowego sporządzonego zgodnie z Ustawą o Rachunkowości) w łącznej kwocie 553.461.763,75 PLN podzielono w taki sposób, iż kwotę

509.184.822,65 PLN przeznaczono na wypłatę dywidendy w formie pieniężnej na rzecz akcjonariusza – Skarbu Państwa, zaś pozostałą kwotę 44.276.941,10 PLN przeznaczono na kapitał zapasowy. Ponadto zysk z lat ubiegłych w kwocie 18.644.184,00 PLN przeznaczono na wypłatę dywidendy w formie pieniężnej na rzecz akcjonariusza – Skarbu Państwa. Zwyczajne Walne Zgromadzenie uchwałą nr 6 postanowiło także o rozwiązaniu kapitałów rezerwowych utworzonych uchwałami Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia nr 2 z dnia 29 czerwca 2006 roku oraz nr 5 z dnia 18 lipca 2008 roku i przeznaczeniu łącznej kwoty 414.016.975,79 PLN na wypłatę dywidendy w formie pieniężnej na rzecz akcjonariusza – Skarbu Państwa. Dywidenda określona uchwałami 6 i 7 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 czerwca 2009 roku w łącznej wysokości 941.845.982,44 PLN została wypłacona w dniu 31 sierpnia 2009 roku.

W poniższej tabeli zamieszczono informację na temat wysokości dywidendy na akcję za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2006, 2007 i 2008.

Tabela 1: Wartość dywidendy na akcję za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2006, 2007 i 2008

Rok obrotowy zakończony 31 grudnia	Liczba akcji na koniec roku (wartość nominalna akcji; lata 2006-2007 – 1.000 PLN, 2008 rok – 10 PLN)	Wartość dywidendy gotówkowej na akcję za dany rok obrotowy*
2008	1.470.576.500	0,64
2007	14.705.765	20,40
2006	397.452	0,00

* Nie obejmuje wartości ewentualnych dywidend rzeczowych (porównaj opis powyżej tabeli) oraz wartości obowiązkowych wypłat z zysku na rzecz Skarbu Państwa (porównaj opis w punkcie 3. poniżej).

3. Obowiązkowe wpłaty z zysku na rzecz Skarbu Państwa

Zgodnie z przepisami ustawy z dnia 1 grudnia 1995 roku o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz.U. z 1995 roku, Nr 154, poz. 792 z późn. zm.), Emitent zobowiązany jest do dokonywania wpłat z zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym na rzecz budżetu państwa. Co do zasady wpłaty dokonywane są w wysokości 15% zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym. W latach 2006-2008 tytułem wpłat z zysku Spółka dokonała następujących płatności na rzecz Skarbu Państwa: w 2006 roku Spółka wpłaciła 244.621 tys. PLN, w 2007 roku Spółka wpłaciła 196.314 tys. PLN, w 2008 roku Spółka wpłaciła 106.985 tys. PLN, zaś w okresie od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia Prospektu Spółka wpłaciła 120.886 tys. PLN.

Zgodnie z powołaną ustawą obowiązek dokonywania wpłat z zysku ustanie z końcem miesiąca, w którym dokonane zostanie zbycie akcji Spółki w trybie i na zasadach określonych w przepisach Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Po zarejestrowaniu przez sąd rejestrowy podwyższenia kapitału w drodze emisji Akcji Oferowanych Spółka utraci status jednoosobowej spółki Skarbu Państwa i ustanie opisany powyżej obowiązek dokonywania wpłat z zysku na rzecz Skarbu Państwa.

4. Informacja o prawach do dywidendy oraz o prawach do zaliczki na poczet dywidendy z Akcji, w tym Akcji Oferowanych

Wszystkie Akcje Spółki, w szczególności Akcje Oferowane, mają takie same prawa do dywidendy. Akcje Oferowane będą brały udział w ewentualnej dywidendzie za rok obrotowy 2009, tj. od dnia 1 stycznia 2009 roku, na takich samych zasadach, jak wszystkie pozostałe akcje Spółki.

Zarząd rozważa obecnie wypłatę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego 2009 na podstawie zysku wykazanego w sprawozdaniu finansowym sporządzonym na dzień 30 września 2009 roku. Kwota zaliczki nie może przekraczać połowy zysku osiągniętego od końca roku 2008, wykazanego w sprawozdaniu finansowym zbadanym przez biegłego rewidenta, powiększonego o kapitały rezerwowe utworzone z zysku, którymi w celu wypłaty zaliczek może dysponować Zarząd oraz pomniejszonego o niepokryte straty i akcje własne. Ponadto wypłata zaliczki wymaga uzyskania zgody Rady Nadzorczej (porównaj informacje dotyczące zasad wypłacania zaliczek na poczet dywidendy zamieszczone w punkcie 5.5. w Rozdziale XVIII). W przypadku podjęcia uchwały o wypłacie zaliczki oraz uzyskaniu zgody Rady Nadzorczej na jej wypłatę, zamiarem Zarządu byłoby dokonanie jej wypłaty przed końcem roku 2009. Wypłata zaliczki na Akcje Oferowane byłaby jednak możliwa dopiero po zarejestrowaniu w KRS podwyższenia kapitału w drodze emisji Akcji Oferowanych i zarejestrowania tych akcji w depozycie prowadzonym przez KDPW (dematerializacji Akcji Oferowanych). W przypadku gdyby dematerializacja Akcji Oferowanych nie nastąpiła przed planowaną datą wypłaty zaliczki, zamiarem Zarządu byłaby wypłata zaliczki w planowanym terminie na Akcje Istniejące, a wypłata zaliczki na Akcje Oferowane nastąpiłaby w późniejszym terminie, po ich dematerializacji. Czynnik ryzyka związany z wypłatą zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy za 2009 rok jest opisany w punkcie 2.10 w Rozdziale II Prospektu.

VII. HISTORIA EMITENTA I OBECNA STRUKTURA GRUPY PGE

1. Kluczowe etapy i daty dotyczące utworzenia Grupy PGE

Struktura i organizacja Grupy PGE jest wynikiem realizacji czterech kluczowych etapów: (i) utworzenia Emitenta; (ii) utworzenia spółki PSE Operator, operatora systemu przesyłowego (OSP) jako spółki zależnej Emitenta oraz procesu, którego wynikiem było własnościowe wydzielenie OSP z Grupy Kapitałowej Emitenta; (iii) wniesienia 85-procentowy pakietów akcji spółek PGE Energia oraz PGE GiE do Emitenta; oraz (iv) procesu, którego efektem było organizacyjno-prawne wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) w ramach pionowo zintegrowanego przedsiębiorstwa – Grupy PGE.

Kluczowe daty dla historii Grupy PGE przedstawiono poniżej:

- 2 sierpnia 1990 roku – utworzenie Emitenta;
- 17 lutego 2004 roku – utworzenie PSE Operator jako spółki zależnej Emitenta;
- 1 lipca 2004 roku – wydzielenie działalności OSP i wydzierżawienie przez Emitenta spółce PSE Operator zorganizowanej części przedsiębiorstwa obejmującej m.in. majątek przesyłowy niezbędny do realizacji funkcji OSP;
- 31 grudnia 2006 roku – przeniesienie akcji PSE Operator na rzecz Skarbu Państwa;
- 9 maja 2007 roku – wniesienie 85-procentowy pakietu akcji PGE Energia i PGE GiE do Emitenta – utworzenie Grupy PGE;
- do dnia 30 czerwca 2007 roku – rozdzielenie działalności OSD od działalności zakładów energetycznych;
- 31 grudnia 2007 roku – podział Emitenta przez wydzielenie i przeniesienie zorganizowanej części przedsiębiorstwa obejmującej m.in. majątek przesyłowy na PSE Operator.

2. Emitent i Grupa PSE

Emitent został zawiązany przez Ministra Przemysłu jako jednoosobowa spółka Skarbu Państwa pod firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna („**PSE**") w dniu 2 sierpnia 1990 roku, w związku z przeprowadzaną restrukturyzacją przemysłu energetycznego. Spółka powstała na bazie majątku Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego, która przeszła w stan likwidacji. Kapitał akcyjny Spółki został pokryty wkładami pieniężnymi oraz wkładami niepieniężnymi stanowiącymi składniki majątkowe Wspólnoty.

Do maja 2007 roku Emitent był podmiotem dominującym grupy spółek (zwanej dalej „**Grupą PSE**"), w skład której weszły m.in. spółki z grupy kapitałowej PGE Energia Odnawialna i PGE Electra. Krótki opis wskazanych grup kapitałowych został przedstawiony poniżej. W skład Grupy PSE weszły również inne podmioty, w tym Exatel zajmujący się działalnością telekomunikacyjną.

Grupa PGE Electra

W roku 1998 Emitent zawiązał spółkę PSE-ELECTRA Sp. z o.o., która w 2002 roku została przekształcona w spółkę akcyjną (obecnie PGE Electra S.A.), której głównym przedmiotem działalności jest hurtowy obrót energią elektryczną i produktami powiązanymi oraz paliwami. PGE Electra posiada udziały w spółce ELECTRA Deutschland GmbH, działającej w Niemczech, Czechach i Słowacji oraz w dwóch (aktualnie nieprowadzących działalności operacyjnej) spółkach ELECTRA Bohemia s.r.o. oraz ELECTRA Slovakia s.r.o.

Grupa PGE Energia Odnawialna

Geneza spółki PGE Energia Odnawialna (poprzednio: Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A.) sięga maja 1992 roku, kiedy to Rada Ministrów przyjęła dokument pt. „Program restrukturyzacji energetyki", którego istotnym elementem była koncepcja restrukturyzacji elektrowni szczytowo-pompowych i ich integracja z Emitentem. Dodatkowo w czerwcu 1993 roku przyjęto dokument pt. „Program restrukturyzacji elektrowni szczytowo-pompowych" (zmodyfikowany w maju 1999 roku). W wyniku realizacji tych programów powstała grupa kapitałowa ESP (obecnie grupa PGE Energia Odnawialna), którą obecnie tworzy szereg spółek bezpośrednio i pośrednio zależnych od PGE Energia Odnawialna, wskazanych w punkcie 4. w Rozdziale XXVII Prospektu.

Działalność grupy PGE Energia Odnawialna obejmuje świadczenie regulacyjnych usług systemowych, wytwarzanie energii elektrycznej w cyklu szczytowo-pompowym oraz wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, głównie z elektrowni wodnych.

3. PSE Operator i wydzielenie OSP

W dniu 17 lutego 2004 roku Emitent utworzył jednoosobową spółkę zależną Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator Spółka Akcyjna. Spółka ta przejęła od Emitenta funkcje OSP w Polsce. W dniu 1 lipca 2004 roku Emitent wydzielił działalność OSP i wydzierżawił na rzecz PSE Operator zorganizowaną część przedsiębiorstwa obejmującą m.in. majątek przesyłowy potrzebny do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i rozpoczął pobieranie opłat z tytułu dzierżawy (porównaj opis w punkcie 6.1. w Rozdziale XIV Prospektu).

Późniejsze reformy polskiego sektora elektroenergetycznego, w tym zmiany Prawa Energetycznego, wprowadziły wymóg własnościowego wydzielenia OSP w postaci przeniesienia własności akcji PSE Operator na Skarb Państwa („**wydzielenie OSP**"). Własnościowe wydzielenie OSP zostało zrealizowane poprzez przeniesienie wszystkich akcji PSE Operator należących do Emitenta na Skarb Państwa w formie wypłaty dywidendy rzeczowej za 2005 rok, co nastąpiło z dniem 31 grudnia 2006 roku. Obecnie jedynym akcjonariuszem PSE Operator jest Skarb Państwa.

Dodatkowo, Program dla elektroenergetyki przewidywał, że majątek przesyłowy, będący własnością Emitenta, zostanie wydzielony i wniesiony do PSE Operator. W dniu 31 grudnia 2007 roku majątek przesyłowy (obejmujący materialne i niematerialne składniki majątkowe potrzebne do realizacji zadań operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego) został wydzielony i przeniesiony na PSE Operator w drodze podziału Emitenta w trybie art. 529 § 1 punkt 4 KSH (podział przez wydzielenie). W dniu 30 października 2008 roku Emitent dokonał wypłaty części dywidendy za 2007 rok w formie rzeczowej – trzech linii transgranicznych (tzw. „linii wschodnich") z jednoczesnym przeniesieniem tych aktywów przez Skarb Państwa na rzecz PSE Operator (porównaj opis w punkcie 2. w Rozdziale VI Prospektu).

4. Wniesienie akcji spółek PGE Energia i PGE GiE do Emitenta

Grupa PGE w obecnej postaci została utworzona w dniu 9 maja 2007 roku w wyniku wniesienia przez Skarb Państwa 85% akcji spółek PGE Energia i PGE GiE do Emitenta, w zamian za akcje nowej emisji w podwyższonym kapitale zakładowym Emitenta.

Grupa PGE Energia

PGE Energia została utworzona w dniu 31 października 2006 roku przez Emitenta. W dniu 29 grudnia 2006 roku, w związku z podwyższeniem kapitału zakładowego PGE Energia i objęciem akcji nowej emisji przez Skarb Państwa, Skarb Państwa stał się większościowym akcjonariuszem PGE Energia, a PGE Energia stała się większościowym akcjonariuszem (85% akcji) spółek, które wcześniej stanowiły własność Skarbu Państwa, tj. ośmiu zakładów energetycznych: LUBZEL, ŁZE, RZE, ZEB, ZEORK, ZEŁT, ZEW-T, ZKE oraz spółki wytwórczej ZEDO. W dniu 9 maja 2007 roku nastąpiło wniesienie 85%-procentowego pakietu akcji PGE Energia, posiadanego przez Skarb Państwa do Emitenta poprzez podwyższenie kapitału zakładowego Emitenta (porównaj opis w punkcie 1.3. w Rozdziale XVIII Prospektu).

PGE Energia jest spółką-matką grupy spółek prowadzących działalność w zakresie wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną i ciepłem.

Grupa PGE GiE

Główna działalność grupy PGE GiE obejmuje wydobycie węgla brunatnego, wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła oraz świadczenie usług systemowych na rzecz OSP.

Spółka PGE GiE (poprzednio działająca pod firmą BOT Górnictwo i Energetyka Spółka Akcyjna) powstała w 2004 roku w wyniku realizacji „Programu Realizacji Polityki Właścicielskiej MSP w Odniesieniu do Sektora Energetycznego", przyjętego przez Radę Ministrów w dniu 28 stycznia 2003 roku.

Program ten zakładał m.in. utworzenie holdingu BOT mającego być w szczególności gwarantem prawidłowego funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Program zakładał wniesienie większościowych pakietów akcji spółek Elektrownia Bełchatów, KWB Bełchatów, Elektrownia Turów, KWB Turów oraz Elektrownia Opole do nowo powołanego podmiotu.

W ramach realizacji powołanego wyżej Programu, w dniu 9 marca 2004 roku Elektrownia Bełchatów, KWB Bełchatów, Elektrownia Turów, KWB Turów oraz Elektrownia Opole zawiązały spółkę PGE GiE i pokryły w całości jej kapitał zakładowy wkładem pieniężnym. W dniu 26 kwietnia 2004 roku spółki założycielskie PGE GiE dokonały darowizny objętych przez nie akcji PGE GiE na rzecz Skarbu Państwa, w wyniku czego Skarb Państwa stał się jedynym akcjonariuszem PGE GiE. Następnie, w związku z podjęciem w dniu 30 czerwca 2004 roku przez walne zgromadzenie PGE GiE uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego, Skarb Państwa objął akcje nowej emisji PGE GiE, pokrywając je wkładem niepieniężnym w postaci 69% akcji każdej z pięciu spółek założycielskich PGE GiE.

W wyniku realizacji Programu dla elektroenergetyki w dniu 9 maja 2007 roku nastąpiło wniesienie 85%-procentowego pakietu akcji PGE GiE, posiadanego przez Skarb Państwa, do Emitenta poprzez podwyższenie kapitału zakładowego Emitenta.

W dniu 18 grudnia 2008 roku zawarta została umowa sprzedaży akcji dotycząca nabycia przez Emitenta od Skarbu Państwa mniejszościowych pakietów akcji w Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów, Elektrowni Opole, KWB Bełchatów oraz KWB Turów. Na podstawie powyższej umowy do dnia Prospektu Emitent nabył od Skarbu Państwa pakiety akcji Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów oraz KWB Bełchatów oraz zobowiązał się do nabycia nie później niż do dnia 31 grudnia 2009 roku pakietów akcji Elektrowni Opole oraz KWB Turów (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale XIV Prospektu).

5. Wydzielenie OSD i restrukturyzacja grupy PGE Energia

Zmiany Prawa Europejskiego i polskiego, w szczególności Prawa Energetycznego, wprowadziły wymóg, aby operatorzy systemów przesyłowego, dystrybucyjnego i połączonego pozostawali pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych lub skraplaniem gazu ziemnego albo przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (porównaj opis w punkcie 3.1. w Rozdziale VIII Prospektu).

W przypadku grupy PGE Energia zmiany te oznaczały konieczność wydzielenia działalności dystrybucyjnej z jej ośmiu spółek (zakładów energetycznych) prowadzących działalność zarówno w zakresie obrotu, jak i dystrybucji energii elektrycznej, tj. ze spółek LUBZEL, ŁZE, RZE, ZEB, ZEORK, ZEŁT, ZEW-T i ZKE („**wydzielenie OSD**").

Proces wydzielenia OSD w grupie PGE Energia został zrealizowany w oparciu o dwa różne modele prawne. Pierwszy model polegał na wydzieleniu z zakładu energetycznego majątku związanego z działalnością dystrybucyjną i wniesieniu go aportem do spółki celowej. Model ten został zrealizowany w przypadku siedmiu zakładów energetycznych, tj. LUBZEL, ŁZE, RZE, ZEB, ZEORK, ZEW-T i ZKE. Drugi model polegał na

wydzieleniu z zakładu energetycznego majątku związanego z działalnością obrotu i wniesieniu go aportem do spółki celowej. Model ten został zrealizowany w przypadku ZEŁT. Dodatkowo, w celu spełnienia wymogów prawnych dotyczących niezależności OSD, w dniu 9 czerwca 2008 roku Emitent odkupił od ZEŁT wszystkie udziały w ZEŁT-Obrót (porównaj opis w punkcie 5.1. w Rozdziale XVII Prospektu). W związku z tym ZEŁT-Obrót pozostaje obecnie poza grupą kapitałową PGE Energia.

W efekcie PGE Energia posiada obecnie bezpośrednio: (i) akcje stanowiące 85% kapitału zakładowego siedmiu Spółek Sprzedaży Detalicznej (LUBZEL, ŁZE, RZE, ZEB, ZEORK, ZEW-T, ZKE); (ii) akcje stanowiące 85% kapitału zakładowego jednego operatora systemu dystrybucyjnego (ZEŁT); oraz (iii) akcje stanowiące 85% kapitału zakładowego jednej spółki wytwórczej (ZEDO).

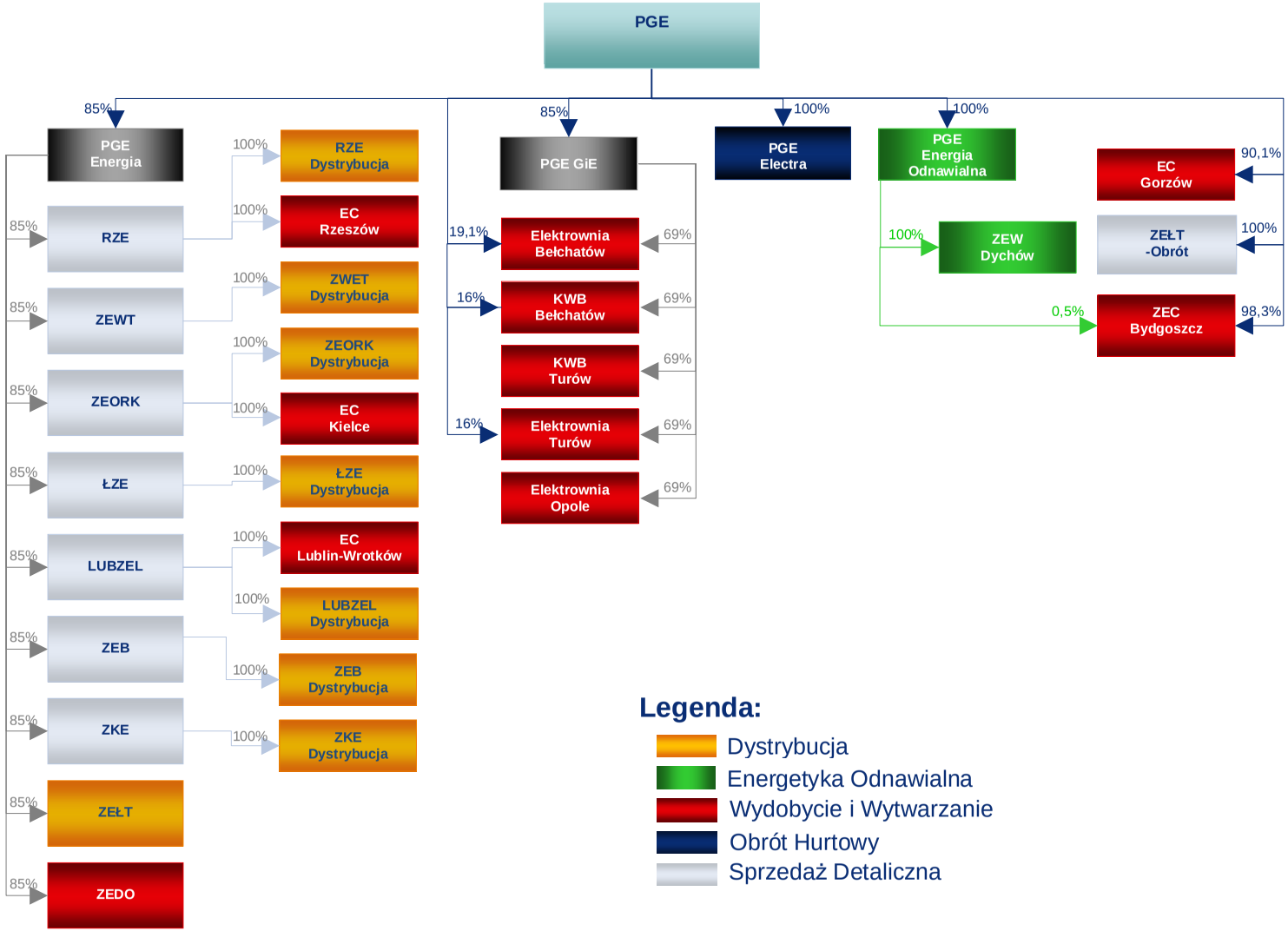
Pośrednio, poprzez Spółki Sprzedaży Detalicznej, w grupie PGE Energia znajduje się również: (i) pozostałych siedem spółek dystrybucyjnych – operatorów systemu dystrybucyjnego, tj. LUBZEL Dystrybucja, ŁZE Dystrybucja, RZE Dystrybucja, ZEB Dystrybucja, ZEORK Dystrybucja, ZEW-T Dystrybucja, ZKE Dystrybucja; oraz (ii) trzy elektrociepłownie, tj.: EC Lublin-Wrotków, EC Kielce oraz EC Rzeszów. Ponadto w ramach grupy kapitałowej PGE Energia funkcjonuje szereg innych podmiotów, realizujących inne rodzaje działalności operacyjnej.

6. Integracja Grupy PGE

6.1. Obecna struktura Grupy PGE

Na dzień Prospektu Grupa PGE liczy 81 spółek bezpośrednio albo pośrednio zależnych od Emitenta, z których cztery pełnią funkcje pośrednich spółek holdingowych: PGE Energia, PGE GiE, PGE Electra oraz PGE Energia Odnawialna. Szczegółowy schemat całej Grupy PGE przedstawiony został w punkcie 4. w Rozdziale XXVII Prospektu. Uproszczona struktura Grupy na dzień 30 września 2009 roku, przedstawiająca Istotne Spółki Zależne (z wyjątkiem Exatel) prowadzące działalność w każdej z głównych linii biznesowych Grupy PGE oraz udział Emitenta (oraz innych podmiotów z Grupy) w ich kapitale, została zaprezentowana poniżej. W ocenie Emitenta informacje przedstawione na wykresie nie uległy istotnej zmianie na dzień Prospektu.

Wykres 1: Uproszczona struktura Grupy na dzień 30 września 2009 roku, przedstawiająca Istotne Spółki Zależne (z wyjątkiem Exatel) prowadzące działalność w każdej z głównych linii biznesowych Grupy PGE oraz udział Emitenta (oraz innych podmiotów z Grupy) w ich kapitale



Źródło: Emitent.

Obecnie struktura korporacyjna nie odpowiada funkcjonalnej strukturze głównych linii biznesowych Grupy PGE. W szczególności, obecnie wśród spółek bezpośrednio zależnych od PGE Energia znajdują się spółki działające w obrębie trzech różnych linii biznesowych: Spółki Sprzedaży Detalicznej, spółki dystrybucyjne (operatorzy systemów dystrybucyjnych) oraz kilku wytwórców energii elektrycznej lub ciepła, w tym jeden duży wytwórca – ZEDO. Natomiast PGE posiada obecnie akcje EC Gorzów, oraz ZEC Bydgoszcz, należących funkcjonalnie do obszaru Wydobycie i Wytwarzanie oraz udziały ZEŁT-Obrót, Spółki Sprzedaży Detalicznej.

Od momentu utworzenia Grupy PGE, tj. od maja 2007 roku, trwają prace mające na celu szybką i pełną integrację Grupy w celu usprawnienia zachodzących w niej procesów oraz uzyskania maksymalnych efektów synergii, jakie daje duża grupa kapitałowa. Ze względu na skalę działalności Grupy PGE oraz wchodzących w jej skład podmiotów, jak również różnice w specyfice działalności poszczególnych spółek z Grupy, pełna i efektywna integracja wymaga czasu. Jest ona jednak jednym z priorytetowych celów strategii Emitenta i będzie istotnym czynnikiem mającym wpływ na wartość Grupy w najbliższych latach.

6.2. Działania integracyjne zrealizowane w Grupie PGE w latach 2007-2009

6.2.1. Działania w obszarze integracji kluczowych funkcji i procesów biznesowych

Działania w obszarze integracji kluczowych funkcji i procesów biznesowych miały za zadanie zapewnić sprawne zarządzanie Grupą w pierwszej fazie integracji Grupy PGE w szczególności poprzez przejęcie przez Emitenta nadzoru nad kluczowymi procesami biznesowymi oraz centralizację wybranych funkcji w obrębie Grupy PGE. W tym celu opracowano ogólną strategię integracji Grupy PGE, a także wyznaczono cele i przygotowano odrębne strategie dla pięciu głównych obszarów biznesowych.

Realizując powyższe zamierzenia, w dniu 27 marca 2008 roku Emitent oraz Istotne Spółki Zależne zawarły porozumienie w sprawie zasad współpracy („**Porozumienie**"). Porozumienie miało zapewnić realizację strategii integracji Grupy PGE przez wszystkie Istotne Spółki Zależne, w szczególności poprzez: (i) optymalizację zarządzania Grupą, (ii) ograniczenie konkurencji wewnętrznej poprzez specjalizację i ograniczenie powielania kompetencji w ramach Grupy, (iii) ujednolicenie i optymalizację standardów funkcjonowania i realizacji procesów biznesowych przez poszczególne Istotne Spółki Zależne, oraz (iv) zapewnienie sprawnego przepływu informacji pomiędzy Istotnymi Spółkami Zależnymi a Emitentem. W wykonaniu Porozumienia zrealizowano szereg działań integracyjnych, w szczególności:

- podjęto działania zmierzające do centralizacji zarządzania finansami Grupy, zgodnie ze standardami stosowanymi w europejskich zintegrowanych grupach energetycznych, w tym zrefinansowano znaczną część zadłużenia spółek z Grupy środkami pozyskanymi w ramach programu emisji obligacji PGE (obligacje PGE obejmowane są także przez spółki z Grupy dysponujące nadwyżkami środków pieniężnych, co pozwala im korzystnie lokować wolne środki, zaś PGE obniża koszt pozyskania finansowania);
- opracowano jednolite zasady zarządzania marką (tzw. architektura marki) w kluczowych spółkach Grupy;
- przygotowano jednolitą politykę rachunkowości dla Grupy PGE;
- uruchomiono program konsolidacji IT celem zbudowania jednolitego, zintegrowanego i zorganizowanego zgodnie z najlepszymi praktykami zarządzania obszarem teleinformatyki, rozpoczęto także przygotowania do wdrożenia systemów klasy ERP we wszystkich kluczowych spółkach Grupy;
- objęto wspólnym procesem planowania finansowego kluczowe spółki Grupy oraz wdrożono ujednolicony standard raportowania zarządczego dla poszczególnych linii biznesowych, co umożliwia bieżący monitoring sytuacji ekonomiczno-finansowej zarówno poszczególnych spółek, jak i całej Grupy, oraz identyfikację i analizę kluczowych odchyleń od planu;
- opracowano wzorcowy statut spółki z Grupy PGE oraz inne wzorcowe dokumenty o charakterze korporacyjnym, w tym wzorcowy regulamin postępowania kwalifikacyjnego na wybór członków zarządu oraz wytyczne dla spółek z Grupy PGE dotyczące kształtowania zasad ładu korporacyjnego w radach nadzorczych.

6.2.2. Działania w obszarze integracji operacyjnej linii biznesowych

Emitent podejmował także działania integracyjne mające na celu funkcjonalne wyodrębnienie pięciu głównych obszarów biznesowych, m.in. poprzez wprowadzenie w nich specjalnie dedykowanych programów integracyjnych.

W ramach obszaru Wydobycie i Wytwarzanie wdrożono program „Integracja", którego główne cele obejmują m.in. zwiększenie przychodów, redukcję kosztów, zwiększenie dyspozycyjności pracy jednostek wytwórczych, minimalizację inwestycji o najniższych stopach zwrotu, dotrzymanie norm ochrony środowiska oraz standaryzację przynoszącą efekty jakościowe. Do najważniejszych zrealizowanych dotychczas projektów należy zwiększenie wskaźników dyspozycyjności (AF) i zmniejszenie wskaźnika remontów planowych (SOF), wprowadzenie jednolitej polityki ubezpieczeniowej podmiotów z obszaru Wydobycie i Wytwarzanie, standaryzacja zasad planowania w okresie średnioterminowym, wprowadzenie aukcji elektronicznych oraz wspólne zakupy ciężkiego oleju opałowego (mazutu), wprowadzenie nowych efektywnych źródeł zasilania ciepła dla lokalnych odbiorców. Ponadto do najważniejszych projektów realizowanych w ramach tego programu należy projekt scentralizowania eksploatacji i nadzoru nad wszystkimi najistotniejszymi urządzeniami Elektrowni Opole (projekt budowy Centralnej Nastawni Elektrowni) oraz zlokalizowania w budynku Centralnej Nastawni Elektrowni gniazd operatorskich nowych bloków 5 i 6 (porównaj opis w punkcie 3.6.2. w Rozdziale XIII Prospektu). Realizacja tych działań powinna pozwolić na zmianę organizacji pracy służb eksploatacyjnych, a w konsekwencji wykorzystanie uzyskanych nadwyżek dla zapewnienia obsługi nowych bloków 5 i 6. Do pozostałych projektów realizowanych w ramach tego programu należą wprowadzenie zarządzania dostawami energii, podniesienie efektywności produkcji energii elektrycznej i ciepła z biomasy oraz poprawa bilansu

emisji CO_2 w Grupie. W wyniku realizacji programu planowane jest osiągnięcie, do roku 2015, wskaźników o średnich wartościach wynoszących odpowiednio: AF-92%, SOF-6%.

W ramach obszaru Dystrybucja wdrożono program „OPTIMA", którego główne cele obejmują m.in. wprowadzenie spójnego zarządzania działalnością dystrybucyjną w Grupie, z uwzględnieniem wymogu zachowania niezależności organizacyjno-prawnej spółek dystrybucyjnych, minimalizację kosztów dystrybucji, maksymalizację przychodów z usług oferowanych dotychczasowym klientom oraz podwyższenie jakości świadczonych usług. Do najważniejszych projektów realizowanych w ramach tego programu należy wprowadzenie jednolitych standardów obsługi klientów oraz ujednolicenie procedur działania w obszarze Dystrybucji. Do dnia Prospektu, w ramach tego programu opracowano w szczególności: (i) wspólny plan rozwoju sieci 110 kV dla całej Grupy PGE; (ii) jednolite zasady w zakresie regulacji stanów prawnych gruntów; (iii) zasady optymalizacji poziomu strat sieciowych; oraz (iv) zasady unifikacji infrastruktury technicznej OSD. Ponadto podjęto prace nad m.in.: (i) ujednoliceniem struktur organizacyjnych wszystkich spółek OSD w ramach Grupy (uwzględniając planowany proces konsolidacji (porównaj opis w punkcie 6.3. poniżej); (ii) zastąpieniem używanej obecnie sieci trankingowej siecią cyfrową, co pozwoli m.in. na zwiększenie automatyzacji pracy sieci dystrybucyjnej; (iii) zasadami optymalizacji procesów (w tym kosztów) eksploatacji, rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej oraz usług obcych; (iv) projektem reelektryfikacji miast i wsi (z zamiarem ustanowienia dla projektu statusu projektu rządowego); oraz (v) zasadami ubezpieczania majątku sieciowego. Ponadto wdrożono projekty w zakresie ujednolicenia standardów budowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej. W ramach programu „OPTIMA" spółki z obszaru Dystrybucji będą się również starały o dofinansowanie obecnie prowadzonych lub planowanych inwestycji z funduszów Unii Europejskiej.

W ramach obszaru Sprzedaży Detalicznej Emitent realizuje program „Kontegra", którego głównym celem jest stworzenie silnych, konkurencyjnych i jednolitych służb handlowych, zintegrowanych pod marką PGE, które umożliwią Grupie skuteczną konkurencję na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej. W szczególności prace realizowane w ramach programu „Kontegra" mają na celu: (i) pełną integrację obszaru Sprzedaży Detalicznej, (ii) stworzenie sprawnej organizacji służb handlowych, (iii) redukcję kosztów obsługi klientów, (iv) poprawę efektywności operacyjnej, technicznej i jakościowej Spółek Sprzedaży Detalicznej, (v) zwiększenie konkurencyjności, (vi) wdrożenie narzędzi informatycznych wspomagających działalność w obszarze Sprzedaży Detalicznej, oraz (vii) budowę centrum zarządzania obszarem Sprzedaży Detalicznej, tj. utworzenie spółki PGE Obrót. Zakłada się, iż w wyniku realizacji programu nastąpi poprawa konkurencyjności obszaru Sprzedaży Detalicznej, budowa nowoczesnych kanałów sprzedaży oraz poprawa jakości obsługi klientów. Do dnia Prospektu, w wyniku realizacji programu opracowano i wdrożono m.in. zasady postępowania w zakresie pozyskiwania nowych dużych klientów biznesowych, co umożliwiło zawarcie na rok 2009 umów na sprzedaż dla nowych klientów ponad 2,5 TWh energii na łączną kwotę około 516 mln PLN, a także ujednolicono ofertę produktów i określono wymagania stawiane przed zunifikowanym systemem IT dla całego segmentu obrotu detalicznego.

W obszarze biznesowym Obrotu Hurtowego program integracji realizowany jest przez PGE Electra, która centralizuje działania w obszarze obrotu hurtowego energią elektryczną, prawami majątkowymi, uprawnieniami do emisji CO_2, bilansowania handlowego oraz zakupów niektórych paliw (porównaj opisy w punktach 4.3. oraz 6. w Rozdziale XIII Prospektu). Główne cele tego programu obejmują m.in.: maksymalizację wyniku na sprzedaży, minimalizację kosztów bilansowania i obsługi transakcji, zwiększenie udziału w krajowym rynku energii elektrycznej i produktów powiązanych, ekspansję międzynarodową, rozwój obrotu na rynkach zorganizowanych, minimalizację kosztu i ryzyka związanego z zakupem paliw oraz minimalizację kosztów własnych sprzedaży.

W obszarze Energetyka Odnawialna Emitent realizuje program mający na celu zwiększenie produkcji zielonych certyfikatów, obniżenie kosztów wytwarzania, zwiększenie dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz minimalizację inwestycji o najniższych stopach zwrotu.

6.3. Program konsolidacji Grupy PGE

Celem planowanej konsolidacji Grupy PGE jest optymalne dostosowanie struktury własnościowej i zarządczej w Grupie PGE do działalności w jej podstawowych liniach biznesowych. Na dzień Prospektu prowadzone są prace nad wdrożeniem projektu konsolidacji Grupy PGE. Obecny projekt konsolidacji Grupy PGE zakłada, iż w każdej z linii biznesowych Grupy działać będzie jedna spółka skupiająca całość aktywów oraz działalność operacyjną z danego obszaru działalności Grupy, tj.:

(i) spółka skupiająca całość aktywów wydobywczo-wytwórczych w obszarze energetyki konwencjonalnej („**Spółka Energii Konwencjonalnej**");

(ii) spółka skupiająca całość aktywów wytwórczych w obszarze energetyki odnawialnej (wyłączając instalacje współspalające biomasę) („**Spółka Energii Odnawialnej**");

(iii) spółka skupiająca całość działalności w obszarze energetyki jądrowej („**Spółka Energii Jądrowej**");

(iv) spółka skupiająca całość działalności w obszarze dystrybucji energii elektrycznej („**Spółka Dystrybucyjna**");

(v) spółka skupiająca całość działalności w obszarze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym („**Spółka Sprzedaży Detalicznej**"), oraz

(vi) spółka skupiająca całość działalności w obszarze obrotu hurtowego („**Spółka Obrotu Hurtowego**").

Zgodnie z założeniami programu konsolidacji Grupy PGE docelowo Emitent ma pełnić funkcję centrum korporacyjnego Grupy PGE, które odpowiadać będzie za ustalenie modelu zarządzania Grupą, biznesową integrację Grupy PGE, wyznaczanie celów i kontrolę ich realizacji. W szczególności, do podstawowych obszarów działania centrum korporacyjnego Grupy należeć będzie formułowanie strategii Grupy, zarządzanie Grupą, koordynowanie łańcucha wartości (wydobycie, wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż hurtowa, sprzedaż detaliczna), prowadzenie prac badawczo-rozwojowych, zarządzanie inwestycjami strategicznymi, kontroling strategiczny, zarządzanie skarbem i relacjami z bankami, zarządzanie kluczowymi zasobami ludzkimi, formułowanie strategii IT, marketingowej i komunikacyjnej, prowadzenie polityki audytu wewnętrznego i polityki zarządzania ryzykiem korporacyjnym oraz doradztwo regulacyjne. Z kolei spółki odpowiedzialne za każdą z wymienionych powyżej linii

biznesowych koncentrować będą się przede wszystkim na działalności podstawowej w ramach danej linii biznesowej, wdrażaniu jej strategii, planowaniu i prowadzeniu jej działalności operacyjnej, planowaniu i realizacji inwestycji, kontrolingu biznesowym, zakupach, realizacji polityki zarządzania zasobami ludzkimi, marketingowej, komunikacyjnej, polityki dialogu społecznego i zarządzaniem ryzykiem.

Projekt konsolidacji przewiduje także utworzenie niskokosztowego Centrum Usług Wspólnych, w formie jednego lub więcej podmiotów, celem efektywnego świadczenia wybranych funkcji wsparcia dla pozostałych podmiotów z Grupy PGE. W szczególności, przewiduje się, że Centrum Usług Wspólnych zapewniłoby świadczenie na rzecz Grupy PGE usług w zakresie księgowości, informatyki, administracji kadrowej, rachuby płac i zakupów. Do dnia Prospektu uruchomiono Centrum Usług Wspólnych dla obszaru teleinformatyki, którego funkcje realizowane będą przez spółkę PGE Systemy S.A., która obecnie stopniowo przejmuje obsługę teleinformatyczną od pozostałych podmiotów z Grupy PGE.

Ponadto projekt konsolidacji przewiduje, iż szereg aktywów Grupy PGE spoza jej podstawowej działalności zostanie skupionych w odrębnym podmiocie („**Spółka Inwestycji**"). Spółka Inwestycji będzie odpowiedzialna za zarządzanie takimi aktywami oraz ich ewentualną restrukturyzację, w celu sukcesywnego zbywania takich aktywów poza Grupę PGE. W szczególności w Spółce Inwestycji zebrane mają zostać udziały i akcje spółek świadczących obecnie usługi ochrony osób i mienia, serwisowe, medyczne, transportowe, hotelarskie, gastronomiczne oraz inne aktywa spoza głównej działalności Grupy PGE. Projekt konsolidacji zakłada docelowo sprzedaż takich aktywów celem uporządkowania i uproszczenia struktury Grupy PGE oraz usprawnienia nadzoru właścicielskiego w Grupie. Ponadto pozyskiwanie usług spoza głównego obszaru działalności Grupy na rynku konkurencyjnym powinno zapewnić niższą cenę oraz wyższą jakość tych usług.

Zgodnie z jednym z założeń programu konsolidacji, jej celem nie jest zmiana poziomu zatrudnienia w spółkach konsolidowanych. W związku z powyższym, na dzień Prospektu Emitent nie przewiduje wprowadzenia programu odszkodowań i odpraw związanych z odejściami znacznych grup pracowników. Jednocześnie Emitent nie wyklucza przygotowania w przyszłości programów wspierających optymalizację zatrudnienia w Grupie PGE, w tym programów ułatwiających pracownikom powrót na rynek pracy. Założenia programu konsolidacji przewidują, że strona społeczna będzie miała możliwość aktywnego dialogu w kwestiach dotyczących procesu konsolidacji oraz jej przewidywanych prawnych, ekonomicznych i socjalnych skutków, w tym kwestii objętych postanowieniami umów społecznych (porównaj opis w punkcie 13.5. w Rozdziale XIII Prospektu). Ponadto, zamiarem Zarządu jest respektowanie w procesie planowanej konsolidacji zawartych umów społecznych. Zakłada się, że proces konsolidacji poszczególnych spółek będzie objęty dyspozycją art. 23^1 KP, co oznacza, że w sytuacji przejścia zakładu pracy na innego pracodawcę, stanie się on z mocy prawa stroną dotychczasowego stosunku pracy. W rezultacie, w wyniku konsolidacji dojdzie do przeniesienia na przejmującego pracodawcę wszystkich elementów treści stosunku pracy w spółkach konsolidowanych, zarówno w odniesieniu do umów o pracę, jak i warunków wynikających z układów zbiorowych.

Zakłada się, iż konsolidacja zostanie przeprowadzona w szczególności na podstawie art. 492 § 1 pkt 1 i pkt 2 KSH, tj. poprzez połączenie dokonane przez przeniesienie całego majątku spółek przejmowanych na spółkę przejmującą w zamian za udziały lub akcje, które spółka przejmująca wydaje wspólnikom spółek przejmowanych lub przez zawiązanie spółki, na którą przechodzi majątek łączących się spółek w zamian za udziały lub akcje takiej spółki.

Planowana konsolidacja Grupy PGE zostanie przeprowadzona w dwóch opisanych poniżej głównych etapach.

W pierwszym etapie konsolidacji nastąpi połączenie wymienionych niżej spółek konsolidowanych poprzez przejęcie ich majątku przez poszczególne spółki konsolidujące, które będą w przyszłości odpowiadać za prowadzenie działalności w podstawowych liniach biznesowych Grupy, z zastrzeżeniem, iż proces ten nie obejmie Spółki Energii Jądrowej oraz Spółki Sprzedaży Hurtowej:

(i) Energetyka konwencjonalna

Integracja aktywów z obszaru energetyki konwencjonalnej zostanie zrealizowana przez Elektrownię Bełchatów, która przejmie odpowiednie aktywa spółek: KWB Bełchatów, KWB Turów, Elektrownia Turów, Elektrownia Opole, ZEDO, EC Gorzów, EC Rzeszów, EC Lublin-Wrotków, ZEC Bydgoszcz, EC Kielce, Energetyka Boruta, Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Gryfinie, PEC Gorzów sp. z o.o. oraz PGE GiE. W przyszłości Elektrownia Bełchatów będzie pełnić funkcję centrali Spółki Energii Konwencjonalnej, natomiast pozostałe spółki prowadzące obecnie działalność w tym obszarze znajdą się w jej strukturze jako zorganizowane części przedsiębiorstwa – oddziały lub zakłady.

(ii) Energetyka odnawialna

Integracja aktywów z obszaru energetyki odnawialnej zostanie zrealizowana przez PGE Energia Odnawialna**,** która przejmie całość aktywów wytwórczych w obszarze energetyki odnawialnej (energetyka wodna, wiatrowa, biogazowa oraz biomasowa) spółek: Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A., ZEW Dychów, Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Żar S.A., EGO-Odra S.A., Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce S.A. oraz Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk sp. z o.o. W przyszłości spółka, która przejmie całość aktywów wytwórczych w obszarze energetyki odnawialnej, będzie pełnić funkcję centrali Spółki Energii Odnawialnej, natomiast pozostałe spółki prowadzące obecnie działalność w tym obszarze znajdą się w jej strukturze jako zorganizowane części przedsiębiorstwa – oddziały lub zakłady.

(iii) Energetyka jądrowa

Działalność Grupy PGE w obszarze energetyki jądrowej zostanie skupiona w Spółce Energii Jądrowej. Z uwagi na fakt, iż na dzień Prospektu Grupa PGE nie posiada aktywów z zakresu energetyki jądrowej, Emitent ocenia, iż realizacja przekształceń własnościowych w tej linii biznesowej nie będzie konieczna.

(iv) Dystrybucja

Spółkami konsolidowanymi przez Spółkę Dystrybucyjną będą spółki dystrybucyjne będące operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD) w Grupie PGE (ŁZE Dystrybucja, ZEORK Dystrybucja, ZEB Dystrybucja, ZEW-T Dystrybucja, RZE Dystrybucja, Lubzel Dystrybucja, ZKE Dystrybucja).

Integracja działalności operacyjnej z obszaru dystrybucji energii elektrycznej zostanie zrealizowana przez ZEŁT, która po przeprowadzeniu konsolidacji będzie działać pod firmą PGE Dystrybucja. W przyszłości spółka ta będzie pełnić funkcję centrali Spółki Dystrybucyjnej, natomiast pozostałe spółki prowadzące obecnie działalność w tym obszarze znajdą się w jej strukturze jako zorganizowane części przedsiębiorstwa – oddziały lub zakłady.

(v) Obrót Hurtowy

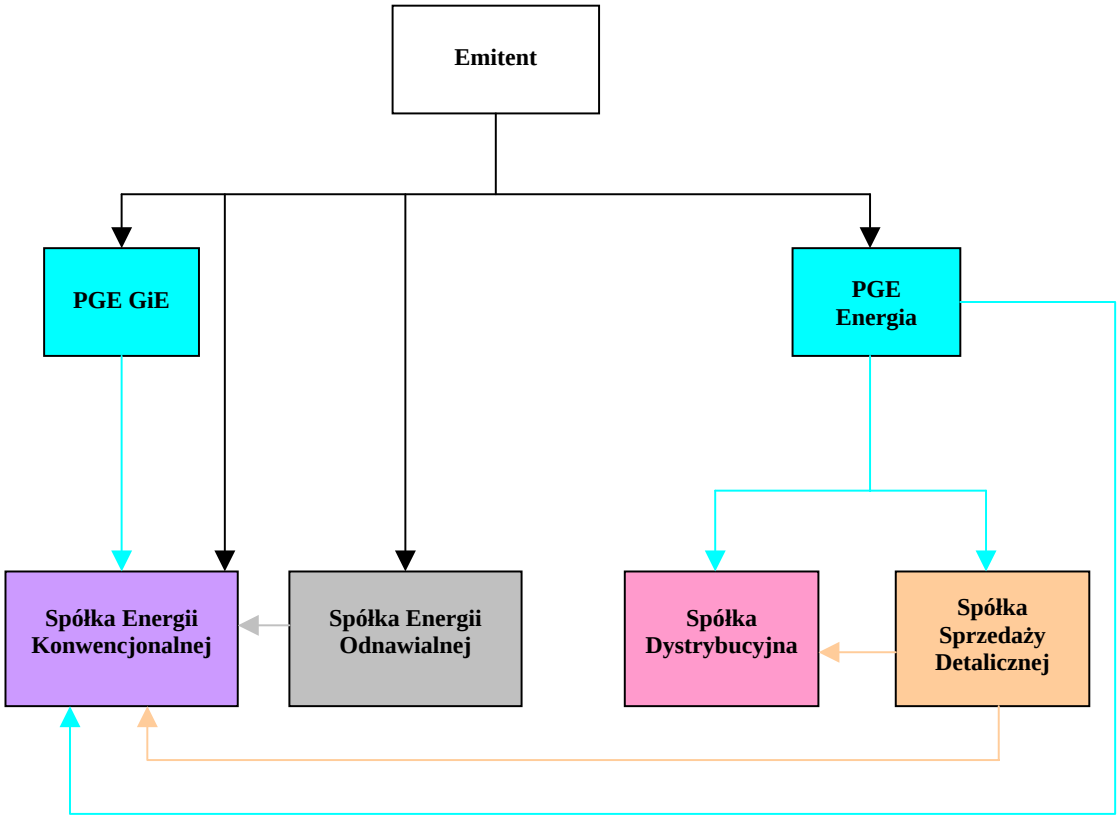
Spółką Obrotu Hurtowego pozostanie PGE Electra, która przejmie dodatkowo pozostałe funkcje z tego obszaru realizowane obecnie przez inne podmioty z Grupy PGE. Emitent ocenia, iż nie będzie się to jednak wiązało z koniecznością realizacji przekształceń własnościowych z udziałem PGE Electra.

(vi) Sprzedaż Detaliczna

Spółkami konsolidowanymi przez Spółkę Sprzedaży Detalicznej będą spółki sprzedaży detalicznej z Grupy PGE: ZEŁT-Obrót, ŁZE, ZEORK, ZEB, ZEW-T, Lubzel, ZKE. Integracja działalności operacyjnej z obszaru sprzedaży detalicznej energii elektrycznej zostanie zrealizowana przez RZE, która po przeprowadzeniu konsolidacji będzie działać pod firmą PGE Obrót. W przyszłości spółka ta będzie pełnić funkcję centrali Spółki Sprzedaży Detalicznej, natomiast pozostałe spółki prowadzące obecnie działalność w tym obszarze znajdą się w jej strukturze jako zorganizowane części przedsiębiorstwa – oddziały lub zakłady.

Po pierwszym etapie konsolidacji, tak jak ilustruje to poniższy schemat, akcjonariuszami Spółki Energii Konwencjonalnej, Spółki Dystrybucyjnej oraz Spółki Sprzedaży Detalicznej będą bezpośrednio lub pośrednio Emitent, PGE Energia i PGE GiE (dla uproszczenia w poniższym schemacie pominięto Centrum Usług Wspólnych, Spółkę Inwestycji, Spółkę Energii Jądrowej oraz Spółkę Sprzedaży Hurtowej, które nie wymagają przekształceń własnościowych na tym etapie realizacji programu konsolidacji Grupy PGE).

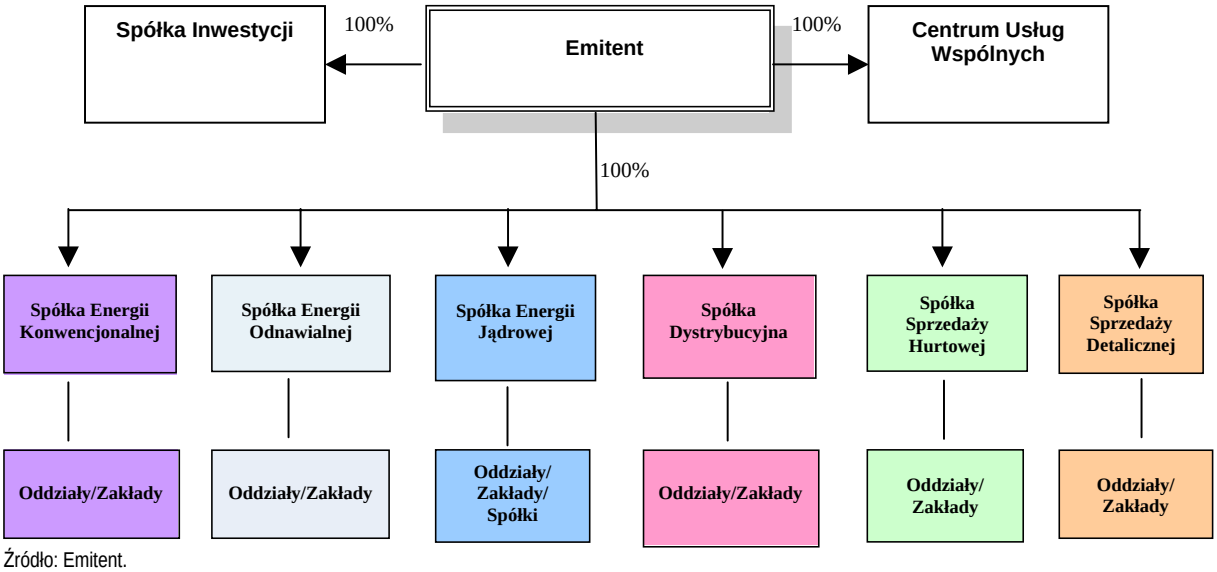
Wykres 2: Pierwszy etap konsolidacji



Źródło: Emitent

Zakłada się, iż w drugim etapie realizacji programu konsolidacji Grupy PGE nastąpi przejęcie przez Emitenta spółek PGE Energia i PGE GiE. Ponadto struktura akcjonariatu Spółki Energii Konwencjonalnej oraz Spółki Dystrybucyjnej zostanie uproszczona. Przewiduje się, że nastąpi to w trybie umorzenia akcji posiadanych w tych spółkach przez, odpowiednio, Spółkę Energii Odnawialnej i Spółkę Sprzedaży Detalicznej. Po drugim etapie konsolidacji, tak jak ilustruje to poniższy schemat, akcjonariuszem Spółki Energii Konwencjonalnej, Spółki Energii Odnawialnej, Spółki Dystrybucyjnej oraz Spółki Sprzedaży Detalicznej stanie się bezpośrednio Emitent. Ponadto Emitent będzie posiadać udziały w Spółce Inwestycji oraz Centrum Usług Wspólnych.

Wykres 3: Drugi etap konsolidacji



Źródło: Emitent.

Na dzień Prospektu zakłada się, iż przeprowadzenie pierwszego etapu konsolidacji Grupy PGE, to jest jednoczesne przejęcie odpowiednich spółek z poszczególnych linii biznesowych odpowiednio przez Spółkę Energii Konwencjonalnej, Spółkę Energii Odnawialnej, Spółkę Dystrybucyjną oraz Spółkę Sprzedaży Detalicznej, nastąpi przed zakończeniem procesu zamiany akcji osób uprawnionych na podstawie Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących (porównaj opis w punkcie 4. w Rozdziale XVI Prospektu). Przewiduje się, iż w celu ograniczenia ryzyk związanych z wdrożeniem procesu konsolidacji w okresie realizacji Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, plany połączenia PGE Energia i PGE GiE z Emitentem oraz plany połączeń spółek, które zostaną przejęte przez Spółkę Energii Konwencjonalnej, Spółkę Energii Odnawialnej, Spółkę Dystrybucyjną oraz Spółkę Sprzedaży Detalicznej zostaną opracowane w oparciu o wyceny sporządzone z wykorzystaniem danych finansowych sporządzonych na ten sam dzień oraz według tych samych zasad i założeń. Planuje się, iż pierwszy etap konsolidacji, rozumiany jako rejestracja przejęć spółek z poszczególnych linii biznesowych przez, odpowiednio, Spółkę Energii Konwencjonalnej, Spółkę Energii Odnawialnej, Spółkę Dystrybucyjną oraz Spółkę Sprzedaży Detalicznej, zostanie zrealizowany w pierwszej połowie 2010 roku.

Program konsolidacji Grupy PGE zakłada także, iż połączenie Emitenta z obecną spółką PGE GiE oraz PGE Energia nastąpi po zakończeniu procesu wymiany akcji w trybie przewidzianym w Ustawie o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących. Plany konsolidacji zakładają ochronę uprawnień pracowników Grupy PGE, w szczególności umożliwienie pracownikom i innym osobom uprawnionym na podstawie Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących nabycie akcji Emitenta na zasadach określonych w tych przepisach. Zakończenie procesu konsolidacji, rozumiane jako rejestracja połączenia PGE Energia i PGE GiE z Emitentem w drugim etapie konsolidacji, planowane jest do 31 sierpnia 2010 roku.

W wyniku połączenia Emitenta z PGE Energia oraz PGE GiE, pracownicy i inne osoby, które na dzień połączenia Emitenta z PGE GIE oraz PGE Energia będą akcjonariuszami tych spółek, staną się akcjonariuszami Emitenta. Udział takich akcjonariuszy w kapitale zakładowym Emitenta będzie zależny od przyjętych parytetów między Spółkami Konsolidującymi a Emitentem. Ze względu na fakt, że udział takich akcjonariuszy w kapitale Spółek Konsolidujących nie przekracza 15%, udział akcji Emitenta wyemitowanych w związku z połączeniem nie przekroczy 15% kapitału zakładowego Emitenta.

VIII. OTOCZENIE PRAWNE

1. Informacje ogólne

Spółki z Grupy PGE prowadzą działalność w sektorze podlegającym wielu szczegółowym regulacjom. W szczególności muszą przestrzegać przepisów prawa i regulacji dotyczących pozyskiwania i obrotu paliwami, wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną i ciepłem, przepisów dotyczących taryf, ochrony środowiska, bezpieczeństwa energetycznego oraz bezpieczeństwa i higieny pracy. W niniejszym Rozdziale omówiono wybrane obowiązujące akty prawne istotne dla Grupy PGE oraz niektóre planowane zmiany legislacyjne, ich przedstawienie nie ma jednak wyczerpującego charakteru.

Od początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku sektor elektroenergetyczny w Polsce przechodził poważne zmiany. Wynikały one m.in. z potrzeby dostosowania polskiego prawa do porządku prawnego Unii Europejskiej, w szczególności w zakresie ochrony konkurencji, ochrony środowiska, a także istotnych zasad działania przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym (w tym *unbundlingu*, zasady TPA – prawa swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci oraz zakazu subsydiowania skrośnego).

Ogólnym celem zmian Prawa Europejskiego było zapewnienie większej przejrzystości działania przedsiębiorstw elektroenergetycznych, ułatwienie wymiany energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi Państwami Członkowskimi, zwiększenie poziomu konkurencji oraz poprawa ochrony praw konsumentów. Przepisy Prawa Europejskiego zmierzają do stworzenia jednolitego, zliberalizowanego rynku energii elektrycznej na obszarze wszystkich Państw Członkowskich. W sektorze elektroenergetycznym podstawowe przepisy Prawa Europejskiego określające główne zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Państwach Członkowskich zawarte są w Dyrektywie 2003/54/WE. Kolejnym krokiem w budowie europejskiego rynku energii było przyjęcie w 2009 roku przez Parlament Europejski i Radę dyrektyw i rozporządzeń w ramach tzw. trzeciego pakietu energetycznego, w tym dyrektywy zmieniającej Dyrektywę 2003/54/WE.

Polska stopniowo wdraża reformy wynikające ze zmian Prawa Europejskiego w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego. Jednym z głównych aktów wdrażających przepisy Prawa Europejskiego w Polsce w tym zakresie jest Prawo Energetyczne wraz z rozporządzeniami wykonawczymi. Wskazana ustawa wprowadziła do polskiego systemu prawnego m.in. zasadę TPA, obowiązek dokonania *unbundlingu* – wydzielenia działalności operatorów systemów przesyłowych (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). W odniesieniu do operatora systemu przesyłowego polski ustawodawca wprowadził w Prawie Energetycznym instytucję swoistego *unbundlingu* własnościowego (a więc rozwiązanie dalej idące niż obecne regulacje Prawa Europejskiego), tj. nakazał w ww. ustawie, aby operator systemu przesyłowego działał w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Obecnie operatorem elektroenergetycznego systemu przesyłowego w Polsce jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa PSE Operator (porównaj opis w punkcie 3. w Rozdziale VII Prospektu).

2. Przepisy dotyczące sektora górnictwa

2.1. Wprowadzenie

Podstawowym aktem prawnym regulującym działalność w zakresie wydobycia węgla w Polsce jest Prawo Geologiczne i Górnicze oraz akty wykonawcze do tej ustawy.

Prawo Geologiczne i Górnicze określa warunki wykonywania prac geologicznych, wydobywania kopalin ze złóż, składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych (z wyjątkiem składowania odpadów w odkrywkowych wyrobiskach górniczych), ochrony złóż kopalin, wód podziemnych i innych składników środowiska w związku z wykonywaniem prac geologicznych i wydobywaniem kopalin. Przepisy tej ustawy stosuje się odpowiednio do prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie bezzbiornikowego magazynowania substancji w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, z wyjątkiem takiej działalności prowadzonej w odkrywkowych wyrobiskach górniczych.

Prawo Geologiczne i Górnicze reguluje kwestie związane z budową, ruchem i likwidacją zakładu górniczego, wynagrodzeniem za ustanowienie użytkowania górniczego, odpowiedzialnością za szkody górnicze oraz kompetencjami organów właściwych w sprawach geologicznych i górniczych.

Sektor wydobycia węgla jest również regulowany aktami Prawa Europejskiego, z których najistotniejsze to rozporządzenie Rady 2002/1407/WE z dnia 23 lipca 2002 roku w sprawie pomocy państwa dla przemysłu węglowego (Dz.U. UE. L. z 2002 roku, Nr 205, str. 1, z późn. zm.). Jego celem jest ustanowienie zasad udzielania pomocy dla sektora, z uwzględnieniem społecznych i regionalnych aspektów restrukturyzacji sektora oraz potrzeby zachowania, jako środka ostrożności, minimalnego poziomu krajowej produkcji węgla dla zagwarantowania dostępu do rezerw. Rozporządzenie określa m.in. następujące kategorie pomocy: pomoc na ograniczenie działalności, tj. pomoc przeznaczoną konkretnie na pokrycie bieżących strat jednostki produkcyjnej, pomoc na dostęp do zasobów węgla oraz pomoc na pokrycie kosztów nadzwyczajnych. Rozporządzenie nakłada na Państwa Członkowskie, które przyznają pomoc dla przemysłu węglowego, obowiązek dostarczenia Komisji Europejskiej wszystkich potrzebnych informacji na temat bieżącej sytuacji w górnictwie. Rozporządzenie jest w całości i bezpośrednio stosowane we wszystkich Państwach Członkowskich. Pozostałe istotne akty zawierające przepisy Prawa Europejskiego, implementowane do Prawa Geologicznego i Górniczego, to: Dyrektywa Rady 1992/91/EWG z dnia 3 listopada 1992 roku dotycząca minimalnych wymagań mających na celu poprawę warunków bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników w zakładach górniczych wydobywających kopaliny otworami wiertniczymi (Dz.U. UE. L. z 1992 roku, Nr 348, str. 9) oraz Dyrektywa Rady 1992/104/EWG z dnia 3 grudnia 1992 roku w sprawie minimalnych wymagań w zakresie poprawy bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników odkrywkowego i podziemnego przemysłu wydobywczego (Dz.U. UE. L. z 1992 roku, Nr 404, str. 10), określające obowiązki pracodawcy mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników,

jak również Dyrektywa 1994/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 1994 roku w sprawie warunków udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów (Dz.U. UE. L. z 1994 roku, Nr 164, str. 3), określająca procedurę przyznawania zezwolenia dla prowadzenia działań związanych z poszukiwaniem, badaniem i produkcją węglowodorów.

Do sektora górniczego mają zastosowanie również inne akty prawne, w szczególności Prawo Ochrony Środowiska, przepisy prawa podatkowego, Ustawa o Swobodzie Działalności Gospodarczej (w szczególności w zakresie postępowania o udzielenie koncesji), Prawo Wodne, Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów oraz Prawo Zamówień Publicznych (w zakresie zasad udzielania zamówień publicznych).

Zasady ochrony gruntów rolnych i leśnych oraz rekultywacji, a także zasady poprawiania wartości użytkowej gruntów reguluje ustawa z dnia 3 lutego 1995 roku o ochronie gruntów rolnych i leśnych (tekst jednolity, Dz.U. z 2004 roku, Nr 121, poz. 1266, z późn. zm.). Zgodnie z tą ustawą podmiot, który powoduje utratę albo ograniczenie wartości użytkowej gruntów, jest zobowiązany do ich rekultywacji na własny koszt. Rekultywacja jest przeprowadzana stopniowo, od momentu, gdy eksploatowane grunty stają się zbędne całkowicie lub częściowo do prowadzenia działalności przemysłowej. Proces ten trwa do pięciu lat od zaprzestania takiej działalności. Ponadto do rekultywacji gruntów, które zostały zanieczyszczone substancjami, preparatami, organizmami lub mikroorganizmami, stosuje się odpowiednio przepisy Ustawy o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku (porównaj opis w punkcie 8.2. poniżej).

Na dzień Prospektu trwają prace legislacyjne nad projektem nowej ustawy w zakresie prawa geologicznego i górniczego, implementującej do polskiego porządku prawnego postanowienia Dyrektywy 94/22/WE regulującej warunki udzielania i korzystania z zezwoleń na poszukiwanie, badanie i produkcję węglowodorów (Dz.U. UE L. z 1994 roku, Nr 164, str. 3). W szczególności projekt nowej ustawy zakłada wprowadzenie instytucji własności górniczej, zgodnie z którą Skarb Państwa pozostanie właścicielem kopalin o kluczowym znaczeniu dla gospodarki (m.in. węgiel brunatny i kamienny), przy czym kopaliny te przestaną być objęte prawem własności nieruchomości, a staną się przedmiotem odrębnego prawa majątkowego przysługującego Skarbowi Państwa. Ich rozpoznawanie, poszukiwanie i wydobywanie wymagać będzie uzyskania koncesji. Projekt ustawy liberalizuje również pewne wymogi w zakresie uzgadniania udzielenia koncesji przez organ koncesyjny z innymi podmiotami oraz zwalnia z obowiązku uzyskania koncesji na rozpoznawanie i poszukiwanie kopalin innych niż kopaliny objęte własnością górniczą (m.in. wapienie, dolomity, piaski, żwiry).

2.2. Użytkowanie górnicze

Zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym złoża kopalin niestanowiące części składowych nieruchomości gruntowej są własnością Skarbu Państwa. W sprawach nieuregulowanych w Prawie Geologicznym i Górniczym do własności złóż kopalin stosuje się odpowiednio przepisy o własności nieruchomości gruntowej.

Skarb Państwa może, z wyłączeniem innych osób, korzystać ze złóż kopalin oraz rozporządzać prawem do nich przez ustanowienie użytkowania górniczego. Ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy, za wynagrodzeniem, pod warunkiem uzyskania koncesji. W razie wygaśnięcia albo cofnięcia koncesji użytkowanie górnicze wygasa. Ustanowienie użytkowania górniczego może, a w niektórych przypadkach musi, być poprzedzone przetargiem. Organami właściwymi do przeprowadzenia przetargu są organy właściwe do udzielania koncesji.

Podmiot, na rzecz którego ustanowiono użytkowanie górnicze, może w granicach określonych przez ustawy oraz przez umowę o ustanowieniu użytkowania górniczego, z wyłączeniem innych osób, poszukiwać, rozpoznawać lub wydobywać oznaczoną kopalinę. W tych samych granicach użytkownik górniczy może rozporządzać swym prawem. W sprawach nieuregulowanych w Prawie Geologicznym i Górniczym do użytkowania górniczego stosuje się odpowiednio przepisy KC o użytkowaniu.

Zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym ten, kto rozpoznał i udokumentował złoże kopaliny, stanowiące przedmiot własności Skarbu Państwa, oraz sporządził dokumentację geologiczną z dokładnością wymaganą do uzyskania koncesji na wydobywanie kopaliny, może żądać ustanowienia na jego rzecz użytkowania górniczego z pierwszeństwem przed innymi. Uprawnienie to wygasa z upływem dwóch lat od dnia pisemnego zawiadomienia o przyjęciu dokumentacji przez organ administracji geologicznej.

2.3. Koncesje

Zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym uzyskania koncesji wymaga działalność gospodarcza w zakresie: (i) poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin; (ii) wydobywania kopalin ze złóż oraz (iii) bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych. Wydobywanie kopalin wykonywane inaczej niż jako koncesjonowana działalność gospodarcza jest zabronione. Koncesji na działalność m.in. w zakresie poszukiwania, rozpoznawania i wydobywania kopalin podstawowych takich jak np. węgiel brunatny udziela minister właściwy do spraw środowiska. W pozostałych przypadkach koncesji udzielają inne określone w Prawie Geologicznym i Górniczym organy. Ponadto, niekiedy udzielenie koncesji przez organ koncesyjny może wymagać uzgodnienia z innymi organami lub uzyskania ich opinii.

W razie gdy przedsiębiorca narusza przepisy ustawy, w szczególności w zakresie ochrony środowiska, racjonalnej gospodarki zasobami złóż kopalin, lub nie wypełnia warunków koncesji, w tym nie podejmuje działalności lub trwale jej zaprzestaje, organ koncesyjny wzywa go do niezwłocznego zaniechania naruszeń. Jeżeli przedsiębiorca mimo wezwania nadal narusza przepisy ustawy lub nie wypełnia warunków koncesji, organ koncesyjny może cofnąć koncesję albo ograniczyć jej zakres bez odszkodowania.

Koncesja wydana na podstawie Prawa Geologicznego i Górniczego wygasa: (i) z upływem czasu, na jaki została wydana; (ii) jeżeli stała się bezprzedmiotowa; (iii) w razie likwidacji przedsiębiorcy; (iv) w razie zrzeczenia się koncesji. W razie ogłoszenia upadłości przedsiębiorcy organ koncesyjny w drodze decyzji może cofnąć koncesję bez odszkodowania.

Cofnięcie albo wygaśnięcie koncesji nie zwalnia dotychczasowego przedsiębiorcy z wykonania obowiązków dotyczących ochrony środowiska oraz obowiązków związanych z likwidacją zakładu górniczego.

2.4. Likwidacja zakładu górniczego

Eksploatacja złóż węgla, w szczególności węgla brunatnego metodą odkrywkową, w sposób znaczący wpływa na środowisko, stąd rekultywacja obszarów, na których jest prowadzona, jest koniecznym działaniem podejmowanym przez zakłady górnicze na rzecz ochrony środowiska. Rekultywacja obejmuje zazwyczaj dwa etapy: rekultywację właściwą oraz zagospodarowanie. Rekultywacja właściwa gruntów polega na nadaniu lub przywróceniu gruntom zdegradowanym albo zdewastowanym wartości użytkowych lub przyrodniczych poprzez właściwe ukształtowanie rzeźby terenu, poprawienie właściwości fizycznych i chemicznych, uregulowanie stosunków wodnych, odtworzenie gleb, umocnienie skarp oraz odbudowanie lub zbudowanie niezbędnych dróg. Zagospodarowanie gruntów zrekultywowanych ma najczęściej postać zagospodarowania leśnego lub rolniczego i wodnego.

Przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na działalność w zakresie wydobywania kopalin ze złóż lub bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz składowania odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych, obowiązany jest utworzyć fundusz likwidacji zakładu górniczego. Przedsiębiorca prowadzący działalność w zakresie wydobywania kopaliny systemem odkrywkowym, przeznacza na fundusz równowartość 10% należnej opłaty eksploatacyjnej, o której mowa w przepisach Prawa Geologicznego i Górniczego, stanowiącej iloczyn stawki opłaty eksploatacyjnej dla danego rodzaju kopaliny i ilości kopaliny wydobytej w okresie rozliczeniowym. W przypadku wydobytej kopaliny towarzyszącej opłata ta stanowi iloczyn 50% kwoty stawki opłaty eksploatacyjnej dla danego rodzaju kopaliny i ilości kopaliny towarzyszącej wydobytej w okresie rozliczeniowym. Stawki opłat eksploatacyjnych zostały określone w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 17 listopada 2008 roku w sprawie stawek opłat eksploatacyjnych (Dz.U. z 2008 roku, Nr 215, poz. 1357).

Przedsiębiorca obowiązany jest gromadzić środki funduszu na wyodrębnionym rachunku bankowym, dokonując wpłat na fundusz, począwszy od dnia powstania takiego obowiązku do rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego. Środki funduszu stanowią koszty uzyskania przychodów w rozumieniu przepisów o podatku dochodowym i mogą być wykorzystane wyłącznie w celu pokrycia kosztów likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części, w szczególności rekultywacji terenów pogórniczych, również w razie upadłości przedsiębiorcy. Przedsiębiorca jest obowiązany przedstawiać organowi koncesyjnemu oraz organowi nadzoru górniczego, na ich żądanie, aktualne wyciągi z rachunku bankowego, na którym gromadzi środki funduszu, a także informacje o sposobie ich wykorzystania. Środki funduszu nie podlegają egzekucji, z wyjątkiem przypadków, gdy egzekucja jest prowadzona w związku z niewykonaniem przez przedsiębiorcę obowiązków w zakresie likwidacji zakładu górniczego lub jego oznaczonej części. Po zakończeniu likwidacji zakładu górniczego organ nadzoru górniczego, po zasięgnięciu opinii właściwego wójta, burmistrza lub prezydenta miasta, wyraża zgodę na likwidację funduszu.

3. Przepisy dotyczące sektora elektroenergetycznego

3.1. Wprowadzenie

Podstawowym aktem prawnym regulującym funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego w Polsce jest Prawo Energetyczne oraz akty wykonawcze do tej ustawy. Zakres regulacji Prawa Energetycznego obejmuje w szczególności zagadnienia takie jak polityka energetyczna państwa, taryfy i koncesje, kompetencje Prezesa URE, prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci (TPA), zasady działania operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz instytucję sprzedawcy z urzędu. Istotne znaczenie dla działalności sektora ma również Ustawa KDT, regulująca zasady pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem długoterminowych umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) (porównaj opis w punkcie 6. poniżej).

Sektor elektroenergetyczny regulowany jest także przepisami Prawa Europejskiego. Do najważniejszych aktów Prawa Europejskiego dotyczących tego sektora należy Dyrektywa 2003/54/WE, ustanawiająca podstawowe wspólne zasady funkcjonowania sektora elektroenergetycznego w Państwach Członkowskich. Celem Dyrektywy 2003/54/WE było m.in. ułatwienie dostępu do sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych dla podmiotów działających na rynkach energii elektrycznej w poszczególnych Państwach Członkowskich oraz zapewnienie większej przejrzystości działalności przedsiębiorstw energetycznych. Zgodnie z Dyrektywą 2003/54/WE Państwa Członkowskie zostały zobowiązane m.in. do rozdziału (*unbundling*) operatorów systemów przesyłowych (OSP) i operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), obsługujących więcej niż 100.000 odbiorców, od działalności w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną. Istotne znaczenie dla funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, szczególnie w segmencie wytwarzania, mają także międzynarodowe i europejskie regulacje dotyczące ochrony środowiska.

Ponadto podstawowe kierunki polityki energetycznej Polski określane są w dokumencie przyjmowanym przez Radę Ministrów. W dniu 4 stycznia 2005 roku Rada Ministrów przyjęła dokument pt. „Polityka energetyczna Polski do 2025 roku", w którym określono cele, zasady i priorytety w polityce energetycznej kraju oraz wskazano długoterminowe kierunki działań do 2025 i zadania wykonawcze do 2008 roku. Dokument ten stanowi załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 roku w sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 roku opublikowanego w Monitorze Polskim z dnia 22 lipca 2005 roku (M.P. z 2005 roku, Nr 42, poz. 562). Aktualnie prowadzone są prace nad dokumentem obejmującym okres do 2030 roku.

3.2. Zakaz subsydiowania skrośnego oraz nakaz rozdziału działalności sieciowej od innych rodzajów działalności (unbundling)

W celu poprawy przejrzystości działania przedsiębiorstw energetycznych, przepisy Prawa Europejskiego, w tym Dyrektywa 2003/54/WE, zakazały subsydiowania skrośnego, tj. pokrywania kosztów jednego rodzaju działalności lub kosztów dotyczących jednej grupy odbiorców przychodami pochodzącymi z innego rodzaju działalności lub od innej grupy odbiorców. W związku z tym przedsiębiorstwa energetyczne są obowiązane prowadzić ewidencję księgową w sposób umożliwiający odrębne obliczenie kosztów i przychodów, zysków i strat dla poszczególnych rodzajów wykonywanej działalności gospodarczej.

Zgodnie z Prawem Europejskim operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego, będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej (*unbundling*).

Państwa Członkowskie zostały zobowiązane do wprowadzenia w życie przepisów niezbędnych do wykonania wspomnianej Dyrektywy najpóźniej do dnia 1 lipca 2004 roku, z możliwością odroczenia wykonania przepisów Dyrektywy dotyczących rozdziału operatorów systemów dystrybucyjnych do dnia 1 lipca 2007 roku.

W Polsce Dyrektywa 2003/54/WE została zasadniczo implementowana w formie zmian do Prawa Energetycznego. W odniesieniu do *unbundlingu*, Prawo Energetyczne przewiduje, że w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo operator systemu przesyłowego i operatorzy systemu dystrybucyjnego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych rodzajów działalności przedsiębiorstwa niezwiązanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej. Prawo Energetyczne określa kryteria, jakie powinny być spełnione w celu zapewnienia niezależności operatorów. W rezultacie, w Polsce w połowie 2007 roku miało miejsce organizacyjne i prawne wydzielenie OSD, które są obecnie odrębnymi podmiotami prawnymi (spółki kapitałowe). W tych wypadkach, w których OSD wchodzą w skład pionowo zintegrowanych grup, powinni być niezależni od innych rodzajów działalności (np. wytwarzania i obrotu energią elektryczną). Niezależność ta odnosi się między innymi do polityki inwestycyjnej OSD.

Dodatkowo, w odniesieniu do polskiego OSP, Prawo Energetyczne wprowadziło nieprzewidziany w Dyrektywie 2003/54/WE wymóg, zgodnie z którym polski OSP działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa.

Operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych są zobowiązani do opracowania programów określających przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników danego systemu (tzw. Programów Zgodności), a także sporządzenia corocznych sprawozdań z ich wykonania.

Prawny rozdział działalności sieciowej – działalności operatora systemu przesyłowego lub operatorów systemów dystrybucyjnych – od pozostałych rodzajów działalności nie oznacza konieczności, zgodnie z Dyrektywą 2003/54/WE, wyzbycia się własności aktywów związanych z działalnością sieciową (tzw. *unbundling* własnościowy). W przyjętym przez Parlament Europejski i Radę w 2009 roku tzw. trzecim pakiecie energetycznym *unbundling* własnościowy przewidziany jest jako jedna z możliwości rozdzielenia działalności sieciowej od obrotowej i wytwórczej (porównaj opis w punkcie 3.10. poniżej).

3.3. Prawo swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci (zasada TPA)

Zgodnie z Prawem Europejskim Prawo Energetyczne wprowadziło w Polsce również zasadę prawa swobodnego wyboru sprzedawcy i dostępu do sieci. Zasada ta stanowi, że odbiorca energii elektrycznej powinien dysponować wolnością wyboru co do sprzedawcy, od którego będzie nabywał energię elektryczną (spółki obrotu), natomiast spółki sprawujące kontrolę nad sieciami energetycznymi (a w szczególności nad sieciami dystrybucyjnymi) muszą udostępnić je stronom umowy sprzedaży energii elektrycznej (odbiorcy i spółce obrotu) w celu dostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy na zasadach niedyskryminacyjnych. Szczegółowe regulacje w zakresie zmiany sprzedawcy określają instrukcje ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – część szczegółowa, bilansowanie systemu dystrybucyjnego i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, opracowywane przez OSD i zatwierdzane przez Prezesa URE.

3.4. Regulator polskiego sektora elektroenergetycznego

Podstawowe zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym realizuje w Polsce Prezes URE. Jego kompetencje, szczegółowo określone w Prawie Energetycznym, mają charakter regulacyjny i kontrolny i obejmują m.in. udzielanie, zmianę i cofanie koncesji, zatwierdzanie i kontrolowanie stosowania taryf paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła, uzgadnianie projektów planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych, wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, rozstrzyganie niektórych sporów pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy tymi przedsiębiorstwami a odbiorcami. Prezes URE jest również upoważniony do zatwierdzania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w zakresie bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, organizowania i przeprowadzania przetargów na sprzedawców z urzędu i na budowę nowych mocy wytwórczych lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz do wydawania i umarzania świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych lub świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Corocznie Prezes URE we współpracy z Ministrem Skarbu Państwa oraz Prezesem UOKiK opracowuje i przekazuje Komisji Europejskiej sprawozdanie dotyczące nadużywania pozycji dominującej przez przedsiębiorstwa energetyczne i ich zachowań sprzecznych z zasadami konkurencji.

3.5. Koncesje

Zgodnie z Prawem Energetycznym koncesjonowaniu podlega (z zastrzeżeniem wyjątków określonych w Prawie Energetycznym): (i) wytwarzanie paliw lub energii, (ii) magazynowanie paliw gazowych, skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, jak również magazynowanie paliw ciekłych, (iii) przesyłanie lub dystrybucja paliw lub energii, (iv) obrót paliwami gazowymi, oraz (v) obrót energią elektryczną. Koncesji udziela się na czas oznaczony, nie krótszy niż 10 lat i nie dłuższy niż lat 50, chyba że przedsiębiorca wnioskuje o uzyskanie koncesji na czas krótszy.

Przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem.

W przypadkach przewidzianych w Prawie Energetycznym Prezes URE cofa, a w niektórych przypadkach może cofnąć koncesję lub zmienić jej zakres.

Przedsiębiorstwa, którym została udzielona koncesja, wnoszą coroczne opłaty do budżetu państwa za pośrednictwem Prezesa URE. Wysokość corocznej opłaty oblicza się w oparciu o przychody przedsiębiorstwa energetycznego, uzyskane z działalności objętej koncesją. Opłata dla każdego rodzaju koncesjonowanej działalności nie może być mniejsza niż 200 PLN i większa niż 1.000.000 PLN. W przypadku prowadzenia więcej niż jednej działalności podlegającej koncesjonowaniu opłatę stanowi suma opłat dla poszczególnych rodzajów działalności.

3.6. Przyłączanie do sieci

Zgodnie z Prawem Energetycznym oraz na zasadach określonych w tej ustawie przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją oraz przesyłaniem energii elektrycznej zobowiązane są do przyłączania innych podmiotów do sieci elektroenergetycznej. W szczególności, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. W sytuacji, gdy nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, jest ono obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie zawarcia umowy Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Za przyłączenie do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV, z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, pobiera się opłatę ustaloną na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV z wyłączeniem przyłączenia źródeł i sieci, pobiera się opłatę ustaloną w oparciu o stawki opłat zawarte w taryfie, kalkulowane na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów. Za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. W przypadku przyłączania odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW (do dnia 31 grudnia 2010 roku również o mocy wyższej niż 5 MW) oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW (do dnia 31 grudnia 2011 roku również o mocy nie wyższej niż 5 MW), pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. W sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci rozstrzyga Prezes URE na wniosek strony.

3.7. Sprzedawca z urzędu

Wprowadzenie instytucji sprzedawcy z urzędu w przepisach Prawa Energetycznego stanowiło implementację Dyrektywy 2003/54/WE oraz Dyrektywy 2003/55/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 roku dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej Dyrektywę 98/30/WE (Dz.U. UE. L. z 2003 roku, Nr 176, str. 57). Zgodnie z postanowieniami tych dyrektyw sprzedawca z urzędu wykonuje zadania o charakterze użyteczności publicznej (*public service obligations*), świadcząc tzw. usługę kompleksową.

Zgodnie z Prawem Energetycznym z usług świadczonych przez sprzedawcę z urzędu korzystają odbiorcy w gospodarstwach domowych nie korzystający z prawa wyboru sprzedawcy. Postanowienia obydwu dyrektyw wskazują, że sprzedawca z urzędu powinien w szczególności zapewnić ciągłość dostarczania w przypadku zaprzestania sprzedaży realizowanej przez innego sprzedawcę. Zgodnie z postanowieniami dyrektyw, prawo do korzystania z tzw. usługi kompleksowej (*universal service*) przysługuje po „rozsądnych cenach, łatwo i wyraźnie porównywalnych i przejrzystych".

Zgodnie z Prawem Energetycznym sprzedawcą z urzędu jest przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną lub paliwami gazowymi, świadczące usługi kompleksowe na rzecz odbiorców energii elektrycznej lub paliw gazowych w gospodarstwach domowych, niekorzystających z prawa wyboru sprzedawcy. Świadczenie tzw. usługi kompleksowej polega na łączeniu sprzedaży z usługą przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych odbiorcom końcowym – gospodarstwom domowym.

Sprzedawca z urzędu świadczy usługę kompleksową na podstawie tzw. umowy kompleksowej, zawartej na zasadach równoprawnego traktowania z odbiorcami końcowymi w gospodarstwach domowych, którzy nie korzystają z prawa wyboru sprzedawcy i są podłączeni do sieci przedsiębiorstwa wskazanego w koncesji danego sprzedawcy z urzędu.

Sprzedawca z urzędu jest obowiązany, w zakresie określonym w przepisach wykonawczych do Prawa Energetycznego, do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na jej wytwarzanie. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym ogłoszonej przez Prezesa URE.

Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE wyłania sprzedawców z urzędu w drodze przetargu, a w razie, gdy takie postępowanie nie zakończy się wyłonieniem sprzedawcy, wyznacza z urzędu w drodze decyzji administracyjnej na okres 12 miesięcy. Do dnia Prospektu taki przetarg nie został ogłoszony. W związku z tym, na podstawie przepisów przejściowych, obecnie rolę sprzedawcy z urzędu pełnią te przedsiębiorstwa energetyczne, które są przedsiębiorstwami energetycznymi posiadającymi koncesję na obrót energią elektryczną, a przed datą 1 lipca 2007 roku zajmowały się sprzedażą do odbiorców końcowych bądź zostały utworzone w wyniku wydzielenia OSD i zajmują się sprzedażą energii elektrycznej do tych odbiorców końcowych, którzy nie skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy.

3.8. Własność urządzeń przesyłowych służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej

W myśl ogólnych przepisów KC urządzenia trwale związane z gruntem stanowią część składową gruntu i tym samym stanowią własność właściciela gruntu. Jednak, zgodnie z obowiązującą do sierpnia 2008 roku treścią art. 49 KC, urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania wody, pary, gazu, prądu elektrycznego oraz inne urządzenia podobne, nie należały do części składowych gruntu lub budynku, jeżeli wchodziły w skład przedsiębiorstwa lub zakładu. Niejednolita interpretacja tego przepisu wywoływała prawne wątpliwości i stwarzała praktyczne problemy w stosunkach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a właścicielami gruntów, na których znajdowały się (i nadal znajdują) urządzenia przesyłowe. Problem ten dotyczy większości przedsiębiorstw energetycznych w Polsce, które w poprzednich latach znaczną część swoich urządzeń służących do przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, ciepła, wody, pary m.in. instalowały bezumownie na gruntach stanowiących cudzą własność.

W przeszłości przyjmowano, że urządzenia, o jakich mowa powyżej, znajdujące się na cudzym gruncie stawały się własnością przedsiębiorstwa energetycznego z chwilą ich fizycznego połączenia z siecią tego przedsiębiorstwa. Jednocześnie w części przypadków koszty budowy urządzeń na cudzym gruncie były ponoszone przez odbiorcę energii, a przedsiębiorstwa energetyczne korzystały z cudzej nieruchomości bezumownie. Praktyka ta była dość powszechna w Polsce. Od pewnego czasu jest ona kwestionowana jako pozbawiona podstaw prawnych. Podnosi się m.in., że urządzenia nie mogły automatycznie przechodzić na własność przedsiębiorcy, lecz do takiego przejścia konieczne było dodatkowe porozumienie oraz rozliczenie kosztów budowy takich elementów infrastruktury. Powyższe oznacza, że status prawny znacznej liczby urządzeń, o jakich mowa powyżej, w tym tytuł prawny podmiotów z Grupy PGE do tych urządzeń, jest niejasny.

W związku z problemami interpretacyjnymi i praktycznymi, o których mowa powyżej, w sierpniu 2008 roku znowelizowano KC. Zgodnie z aktualnym brzmieniem art. 49 KC, urządzenia służące do doprowadzania lub odprowadzania płynów, pary, gazu oraz energii elektrycznej oraz inne podobne nie należą do części składowych nieruchomości, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa. Jednak osoba, która poniosła koszty budowy takich urządzeń i jest ich właścicielem (np. odbiorca energii – właściciel nieruchomości), może żądać, aby przedsiębiorca (np. przedsiębiorstwo energetyczne), który przyłączył urządzenia do swojej sieci, nabył ich własność za odpowiednim wynagrodzeniem (chyba że w umowie o przyłączenie strony postanowią inaczej). Z żądaniem przeniesienia własności takich urządzeń będzie mógł wystąpić także przedsiębiorca.

Opisana powyżej nowelizacja KC wprowadziła także tzw. służebność przesyłu, pozwalającą przedsiębiorcy na korzystanie z cudzej nieruchomości w celu budowy (przeprowadzenia) i konserwacji odpowiednich urządzeń w określonym zakresie. W sytuacji braku porozumienia z właścicielem nieruchomości przedsiębiorca będzie mógł żądać ustanowienia przed sądem takiej służebności za odpowiednim wynagrodzeniem.

3.9. Obowiązek utrzymywania zapasów paliw

Zgodnie z Prawem Energetycznym i ustawą o rezerwach państwowych z dnia 30 maja 1996 roku (tekst jednolity, Dz.U. z 2007 roku, Nr 89, poz. 594), zwaną dalej „**Ustawą o Rezerwach**", przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła jest obowiązane utrzymywać zapasy paliw w ilości zapewniającej utrzymanie ciągłości dostaw energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. Niewypełnianie powyższego obowiązku zagrożone jest karą pieniężną nakładaną przez Prezesa URE, której wysokość nie może przekroczyć 15% osiągniętego w poprzednim roku podatkowym przychodu przedsiębiorcy (przychodu z działalności koncesjonowanej). Prezes URE może ponadto nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, które nie przestrzega obowiązku utrzymywania zapasów paliw.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 roku w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz.U. z 2003 roku nr 39, poz. 338) przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła, obowiązane jest utrzymywać zapasy paliw w postaci węgla kamiennego, węgla brunatnego oraz oleju opałowego, w ilości odpowiadającej co najmniej:

- dla węgla kamiennego- (i) trzydobowemu, (ii) dwudziestodobowemu lub (iii) trzydziestodobowemu zużyciu, w zależności np. od sposobu transportowania węgla z kopalni, odległości składowiska zapasów węgla kamiennego od miejsca wytwarzania energii oraz od wydobywających go kopalń, okresu, na jaki zawarta jest umowa dostawy węgla oraz istnienia po stronie dostawcy zobowiązania do gromadzenia i utrzymywania zapasów na składowisku dostępnym w każdym czasie na potrzeby tego przedsiębiorstwa w odpowiedniej ilości;
- dla węgla brunatnego oraz dla olejów opałowych – dwudziestodobowemu zużyciu.

Przedsiębiorstwa energetyczne są zobowiązane do poddania się kontroli w zakresie zgodności wielkości zapasów paliw z wielkościami, które określone są w powyższym rozporządzeniu.

3.10. Najnowsze zmiany regulacji prawnych

W ramach działań zmierzających do dalszej liberalizacji sektora energetycznego i utworzenia w Unii Europejskiej jednolitego rynku energii elektrycznej, w 2009 roku został przyjęty przez Parlament Europejski i Radę tzw. trzeci pakiet energetyczny, obejmujący projekty zmian dwóch dyrektyw, w tym Dyrektywy 2003/54/WE oraz trzech rozporządzeń, w tym Rozporządzenia (WE) 1228/2003 w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej. Tzw. trzeci pakiet energetyczny wprowadza zmiany dotyczące m.in.: (i) wzmocnienia pozycji regulatorów krajowych i ustanowienia Agencji do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki, (ii) zacieśnienia współpracy krajowych operatorów systemów elektroenergetycznych i ujednolicenia technicznych aspektów dostarczania energii w UE, (iii) zapobieżenia przejęciu kontroli nad sieciami elektroenergetycznymi Państw Członkowskich przez podmioty spoza UE niespełniające m.in. warunków dotyczących wydzielenia działalności sieciowej, (iv) wzmocnienia praw konsumentów m.in. poprzez ułatwienia w zmianie sprzedawcy energii, dostępność istotnych dla konsumentów informacji, także za pomocą tzw. inteligentnych systemów pomiarowych i ochronę odbiorców

wrażliwych oraz (v) dalszego rozdzielenia działalności przesyłowej od pozostałych rodzajów działalności (w szczególności obrotu i wytwarzania energii elektrycznej). W odniesieniu do dalszego rozdzielenia działalności przesyłowej od innych rodzajów działalności tzw. trzeci pakiet energetyczny przewiduje własnościowe wydzielenie działalności przesyłowej (*unbundling* własnościowy) lub wydzielenie tej działalności w postaci ustanowienia niezależnego operatora systemu (tzw. ISO) lub niezależnego operatora przesyłowego (tzw. ITO).

Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 roku dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz.U. UE. L. z 2006 roku, Nr 33, str. 22), której implementacja miała nastąpić do dnia 24 lutego 2008 roku, dotyczy działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych. Jej przedmiotem jest określenie zasad współpracy pomiędzy krajowymi operatorami systemów przesyłowych w kwestiach dotyczących bezpieczeństwa sieci. Celem dyrektywy jest zagwarantowanie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych, odpowiedniej równowagi między dostawami a zapotrzebowaniem i właściwego poziomu połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi w celu rozwoju rynku wewnętrznego. W dniu 14 kwietnia 2009 roku Komisja Europejska podjęła decyzję o wszczęciu przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości postępowania przeciwko Polsce, podnosząc zarzut, że Polska jedynie częściowo wdrożyła Dyrektywę 2005/89/WE. Na dzień Prospektu postępowanie w tej sprawie nie zostało zakończone.

Do dnia Prospektu trwały prace legislacyjne nad rządowym projektem nowelizacji Prawa Energetycznego i innych ustaw, zgodnie z którym przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz mające prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT będą zobowiązane sprzedać wytworzoną w danym roku energię elektryczną w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych. Zgodnie z projektem obowiązek ten będzie miał zastosowanie do energii elektrycznej niesprzedanej do dnia 31 grudnia 2009 roku. W odniesieniu do przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, a niemających prawa do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych, projekt przewiduje, iż obowiązek sprzedaży energii w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych będzie wprowadzany stopniowo, obejmując nie więcej niż 30% w 2011 roku, 40% w 2012 roku, 50% od 2013 roku całości wytworzonej energii elektrycznej w danym roku.

4. Przepisy dotyczące energetyki jądrowej

W dniu 13 stycznia 2009 roku Rada Ministrów przyjęła Uchwałę Nr 4/2009 w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej. Zgodnie z uchwałą, w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz uwzględniając zrównoważony rozwój gospodarczy uznano za niezbędne przygotowanie i wdrożenie programu polskiej energetyki jądrowej. Projekt programu ma zostać przygotowany i przedstawiony Radzie Ministrów przez Pełnomocnika Rządu do Spraw Polskiej Energetyki Jądrowej. Zgodnie z uchwałą Rady Ministrów projekt programu powinien w szczególności określić liczbę, wielkość i możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych. Ponadto, jak przewiduje opisywana uchwała, Pełnomocnik Rządu do Spraw Polskiej Energetyki Jądrowej przygotuje i przedstawi Radzie Ministrów program zmian instytucjonalno-legislacyjnych niezbędnych do wdrożenia programu polskiej energetyki jądrowej. Wskazana wyżej uchwała Rady Ministrów zobowiązała Ministra Skarbu Państwa do zapewnienia współpracy PGE przy przygotowaniu programu, jak również wiodącej roli PGE przy realizacji programu. Pełnomocnik został powołany na mocy Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 12 maja 2009 roku.

Na dzień Prospektu nie istnieje kompleksowa regulacja związana z produkcją energii elektrycznej w oparciu o energetyką jądrową. Ustawa z dnia 29 listopada 2000 roku prawo atomowe (Dz.U. z 2007 roku, Nr 42, poz. 276, z późn. zm.) reguluje działalność w zakresie pokojowego wykorzystywania energii jądrowej, w szczególności w zakresie badań naukowych oraz medycyny. W ocenie Emitenta budowa elektrowni jądrowych w Polsce będzie się wiązać z koniecznością podjęcia szeregu prac legislacyjnych, obejmujących nowelizację niektórych ustaw oraz przygotowanie szczególnej ustawy normującej kompleksowo aspekty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej w oparciu o energetykę jądrową.

W dniu 25 czerwca 2009 roku Rada Unii Europejskiej uchwaliła Dyrektywę 2009/71/EURATOM ustanawiającą wspólnotowe ramy bezpieczeństwa jądrowego obiektów jądrowych (Dz.U. UE. L. z 2009 roku, Nr 172, str. 18), której implementacja ma nastąpić do dnia 22 lipca 2011 roku. Celem dyrektywy jest wprowadzenie przez Państwa Członkowskie odpowiednich rozwiązań krajowych zapewniających wysoki poziom bezpieczeństwa jądrowego oraz ustanowienie wspólnotowych ram prawnych, regulacyjnych i organizacyjnych w zakresie bezpieczeństwa jądrowego.

5. Taryfy

5.1. Wprowadzenie

Zgodnie z Prawem Energetycznym taryfa to zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców. Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla paliw gazowych lub energii, stosownie do zakresu wykonywanej działalności gospodarczej.

5.1.1. Ustalanie i zatwierdzanie taryf

Treść taryfy ustala przedsiębiorstwo energetyczne z uwzględnieniem zasad wynikających z Prawa Energetycznego i przepisów wykonawczych do tej ustawy, w szczególności Rozporządzenia Taryfowego oraz Rozporządzenia Taryfowego Dotyczącego Ciepła. Taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający pokrycie uzasadnionych kosztów działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych wraz z uzasadnionym

zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność, eliminację subsydiowania skrośnego, pokrycie uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych oraz ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Co do zasady, przedsiębiorstwa energetyczne mogą różnicować ceny i stawki opłat określone w taryfach dla paliw gazowych, energii elektrycznej i ciepła dla różnych grup odbiorców wyłącznie ze względu na uzasadnione koszty spowodowane realizacją świadczeń.

Co do zasady, taryfy przedsiębiorstw energetycznych podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwa przedkładają Prezesowi URE taryfy z własnej inicjatywy lub na jego żądanie oraz proponują okres obowiązywania taryf. Zgodnie z Prawem Energetycznym zatwierdzona przez Prezesa URE taryfa może obowiązywać maksymalnie 3 lata, ale w praktyce przyjęło się ustalanie i zatwierdzanie taryf na okresy 12 miesięcy. Również Rozporządzenie Taryfowe i Rozporządzenie Taryfowe Dotyczące Ciepła przewidują, że ceny lub stawki opłat zawarte w taryfie kalkuluje się na okres 12 miesięcy kalendarzowych. Prezes URE zatwierdza taryfę zawierającą ceny i stawki opłat w wysokości nie wyższej niż ceny i stawki obowiązujące przed jej przedłożeniem, jeżeli są spełnione łącznie następujące warunki: (i) zawarte w taryfie warunki stosowania cen i stawek opłat nie uległy zmianie; (ii) udokumentowane i opisane we wniosku zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, której dotyczy taryfa, nie uzasadniają obniżenia cen i stawek opłat zawartych w taryfie; (iii) dla proponowanego we wniosku okresu obowiązywania taryfy lub dla części tego okresu nie został ustalony współczynnik korekcyjny, określający projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej. W przypadku udokumentowanej zmiany zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej Prezes URE może ustalić z urzędu, w drodze decyzji, współczynniki korekcyjne, określające projektowaną poprawę efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności gospodarczej. W takim przypadku przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do stosowania cen i stawek opłat określonych w taryfie z uwzględnieniem tych współczynników korekcyjnych do czasu wejścia w życie nowej taryfy. W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową. Sytuacja taka ma miejsce, jeżeli: (i) decyzja Prezesa URE nie została wydana; albo (ii) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE. Stosowanie dotychczasowej taryfy nie następuje w przypadku, gdy odmowa zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen lub stawek opłat w stosunku do określonych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Prezes URE jest uprawniony także do analizy i weryfikacji kosztów uzasadnionych w zakresie ich zgodności z przepisami ustawy, na podstawie sprawozdań finansowych i planów rzeczowo-finansowych przedsiębiorstw energetycznych, biorąc pod uwagę tworzenie warunków do konkurencji i promocji efektywności wykonywanej działalności gospodarczej, a w szczególności stosując metody porównawcze oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych wykonujących w zbliżonych warunkach działalność gospodarczą tego samego rodzaju. Zatwierdzona taryfa podlega urzędowemu ogłoszeniu i wiąże przedsiębiorstwo energetyczne oraz jego odbiorców.

5.1.2. Zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Zgodnie z Prawem Energetycznym Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, jeżeli stwierdzi, że działa ono w warunkach konkurencji, albo cofnąć udzielone zwolnienie w przypadku ustania warunków uzasadniających zwolnienie. Zwolnienie może również dotyczyć określonej części działalności prowadzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie, w jakim działalność ta prowadzona jest na rynku konkurencyjnym. W latach 2000-2008 Prezes URE korzystał z tego uprawnienia i stopniowo zwalniał przedsiębiorstwa z sektora elektroenergetycznego z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia. W szczególności kwestii tej dotyczyły następujące akty Prezesa URE:

- stanowisko Prezesa URE z dnia 14 grudnia 2000 roku w sprawie uznania giełdowego rynku energii elektrycznej za rynek konkurencyjny i uznania, że przedsiębiorstwa sprzedające energię poprzez giełdę energii elektrycznej nie są zobowiązane do stosowania zatwierdzonych im taryf;
- stanowisko Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 roku w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw posiadających koncesję na wytwarzanie lub obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej; zwolnienie to nie dotyczyło: (i) przedsiębiorstw wytwarzających energię w kogeneracji objętej obowiązkiem zakupu, (ii) operatora systemu przesyłowego – w odniesieniu do minimalnych ilości energii określonych w jego taryfie, oraz (iii) przedsiębiorstw energetycznych posiadających jednocześnie koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej – w odniesieniu do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym przyłączonym bezpośrednio do sieci tych przedsiębiorstw;
- komunikat Prezesa URE z dnia 23 września 2004 roku w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła objętej obowiązkiem zakupu;
- komunikat Prezesa URE z dnia 31 października 2007 roku oraz indywidualne decyzje Prezesa URE z dnia 2 listopada 2007 roku w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną;
- postanowienia Prezesa URE z dnia 15 listopada 2007 roku w sprawie wstrzymania wykonania decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku;
- postanowienia Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 roku w sprawie ograniczenia zakresu postanowień z dnia 15 listopada 2007 roku do obowiązku przedkładania taryf w zakresie dotyczącym odbiorców z grupy taryfowej G (gospodarstw domowych);
- decyzje Prezesa URE o niestwierdzaniu nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku oraz o zmianie zakresu decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku poprzez wyłączenie ze zwolnienia z obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf ustalanych w odniesieniu do odbiorców grupy taryfowej G.

W efekcie przyjmuje się, że na dzień Prospektu w sektorze energii elektrycznej obowiązkiem przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia objęte są taryfy przedsiębiorstw zajmujących się przesyłaniem (OSP), dystrybucją (OSD) oraz taryfy dotyczące obrotu energią elektryczną w zakresie dotyczącym gospodarstw domowych (tzw. grupa taryfowa G). W pozostałym zakresie dotyczącym energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetyczne są zwolnione z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

W sektorze ciepłowniczym taryfy podlegają obowiązkowi przedłożenia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia.

W związku z tym w Grupie PGE Prezesowi URE przedkładane są do zatwierdzenia następujące taryfy: (i) taryfy dotyczące sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym (grupa taryfowa G); (ii) taryfy spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE (OSD) oraz (iii) taryfy dotyczące ciepła. Wszystkie te taryfy dla spółek z Grupy PGE na rok 2009 zostały zatwierdzone przez Prezesa URE.

5.1.3. Wątpliwości związane ze zwolnieniami z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia

Opisany wyżej stan prawny, szczególnie w sektorze energii elektrycznej, może budzić pewne wątpliwości. Pierwsza z nich dotyczy formy, w której Prezes URE zwalniał przedsiębiorstwa energetyczne z sektora elektroenergetycznego z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Można twierdzić, że właściwym trybem dla takiego zwolnienia powinna być zawsze indywidualna decyzja administracyjna, skierowana do konkretnego podmiotu, nie zaś stanowisko dotyczące pewnej grupy zainteresowanych podmiotów, sformułowane w niejasnym z prawnego punktu widzenia trybie. W niektórych przypadkach, zwłaszcza w ostatnim okresie, Prezes URE wydawał takie indywidualne decyzje administracyjne, ale nie była to praktyka konsekwentnie stosowana.

Kolejna wątpliwość może dotyczyć obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dotyczących obrotu w zakresie energii elektrycznej sprzedawanej odbiorcom z grupy taryfowej G. Z uwagi na działania Prezesa URE podjęte w końcu 2007 roku, w których Prezes URE zmieniał stanowisko w tej kwestii (wspomniane wyżej: Komunikat Prezesa URE z dnia 31 października 2007 roku, indywidualne decyzje Prezesa URE z dnia 2 listopada 2007 roku, postanowienia Prezesa URE z dnia 15 listopada 2007 roku w sprawie wstrzymania wykonania decyzji z 2 listopada 2007 roku, postanowienia Prezesa URE z dnia 7 grudnia 2007 roku w sprawie ograniczenia zakresu postanowień z dnia 15 listopada 2007 roku oraz decyzje Prezesa URE o niestwierdzaniu nieważności decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku oraz o zmianie zakresu decyzji z dnia 2 listopada 2007 roku), niektórzy uczestnicy rynku kwestionują istnienie obecnie obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf również w zakresie obrotu energią elektryczną w odniesieniu do grupy taryfowej G. Niezależne od tej wątpliwości, dla eliminacji ryzyka, Spółki Sprzedaży Detalicznej należące do Grupy PGE przedstawiają Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w odniesieniu do grupy taryfowej G.

Polityka Prezesa URE w przedmiocie kontynuowania obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne lub zwolnień z tego obowiązku także nie została na dzień Prospektu jednoznacznie sformułowana. Zgodnie z komunikatem URE z dnia 25 lutego 2008 roku, z dniem 1 stycznia 2009 roku planowane było zwolnienie wszystkich przedsiębiorstw zajmujących się obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia, również w zakresie grupy taryfowej G. W komunikacie z dnia 29 września 2008 roku Prezes URE poinformował, że ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych należy docelowo uwolnić, jednak nie od dnia 1 stycznia 2009 roku. W grudniu 2008 roku Prezes URE wydawał komunikaty, w których wskazywał maksymalne uzasadnione, jego zdaniem, ceny energii elektrycznej z wytwarzania na rok 2009. Obecnie, mimo niedojścia zwolnienia grupy taryfowej G z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia do skutku w 2009 roku, przeprowadzenie tego w przyszłości nie jest wykluczone. Prezes URE uzależnia podjęcie decyzji w tym zakresie od szeregu warunków, w tym m.in. wprowadzenia systemu wsparcia tzw. odbiorców wrażliwych oraz od zwiększenia konkurencyjności na rynku energii. Na przełomie 2008 i 2009 roku, kiedy ceny energii elektrycznej na rynku energii odbiegały znacząco od oczekiwań Prezesa URE, rozważany był scenariusz powrotu do taryfowania wszystkich grup odbiorców, jednak w świetle wydarzeń, jakie miały miejsce od tego czasu (spadek zapotrzebowania na energię elektryczną), scenariusz ten jest w opinii Emitenta mało prawdopodobny.

Wątpliwość może dotyczyć także zakresu (charakteru) zwolnienia. Z brzmienia odpowiednich przepisów Prawa Energetycznego wynika, że uprawnienie Prezesa URE odnosi się do zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, a nie do zwolnienia z obowiązku stosowania taryf. W praktyce funkcjonuje jednak również inna interpretacja tych przepisów, w myśl której zwolnienie to dotyczy w istocie obowiązku stosowania taryf, w takim rozumieniu, w jakim termin „taryfa" jest rozumiany w Prawie Energetycznym. W efekcie część uczestników rynku (w tym również spółki z Grupy PGE), w zakresie swojej działalności, odnośnie której Prezes URE dokonał zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, zaczęła stosować w relacjach z klientami różnego rodzaju cenniki, standardowe warunki i inne podobne dokumenty. Dokumenty te mogą nie spełniać wszystkich wymogów zawartych w Prawie Energetycznym i Rozporządzeniu Taryfowym w odniesieniu do taryf. Jako uzasadnienie takiej praktyki podaje się, że z uwagi na warunki działalności na rynku konkurencyjnym, którego istnienie warunkowało dokonanie zwolnienia, zastosowanie wielu przepisów np. Rozporządzenia Taryfowego, do ustalania cen energii sprzedawanej na rynku konkurencyjnym, jest w praktyce niemożliwe. Mimo istniejącej praktyki tego rodzaju nie można wykluczyć podnoszenia twierdzeń, iż niektóre przedsiębiorstwa (w tym również spółki z Grupy PGE) niezgodnie z Prawem Energetycznym nie posiadają i nie stosują taryf w pewnym zakresie swej działalności, co mogłoby prowadzić w szczególności do utrudnień w rozliczeniach z odbiorcami.

5.2. Stawki opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej

Szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną określa Rozporządzenie Taryfowe. Reguluje ono w szczególności sposób ustalania i kalkulowania stawek opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej.

Stawki za usługi dystrybucji energii elektrycznej obejmują: (i) stawkę sieciową; (ii) stawkę jakościową; (iii) stawkę opłaty przejściowej; oraz (iv) stawkę opłaty abonamentowej. Dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych składnik stały stawki sieciowej oblicza się w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego.

Stawka sieciowa zawiera: (i) składnik stały obliczany na jednostkę mocy umownej odbiorców, a dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w odniesieniu do układu pomiarowo-rozliczeniowego, przyłączonych do sieci o określonym napięciu, na podstawie planowanych do poniesienia stałych kosztów uzasadnionych funkcjonowania sieci wraz z kosztami kapitału, z uwzględnieniem dopuszczalnego udziału opłat stałych za dystrybucję, ustalonego przez Prezesa URE; oraz (ii) składnik zmienny obliczany na jednostkę energii elektrycznej pobieranej z danej sieci, na podstawie kosztów zakupu energii elektrycznej, w ilości niezbędnej do pokrycia strat sieci oraz zbilansowania kosztów danej sieci, kosztów zmiennych dystrybucji energii elektrycznej sieciami innych poziomów napięć znamionowych i sieciami należącymi do innych operatorów oraz kosztów stałych dystrybucji energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w opłatach stałych dopuszczonych przez Prezesa URE.

Stawka jakościowa jest oparta na kosztach utrzymania jakości systemu obsługiwanego przez OSP i jest obliczana na jednostkę energii elektrycznej zużywanej przez wszystkich odbiorców końcowych przyłączonych do sieci. Obejmuje, między innymi, koszty zakupu usług systemowych i różnicę między dochodami i kosztami OSP w ramach rynku bilansującego.

Stawka opłaty przejściowej stanowi wynagrodzenie za usługę udostępniania krajowego systemu elektroenergetycznego należne OSP i jest przeznaczona na pokrycie kosztów osieroconych oraz kosztów działalności Zarządcy Rozliczeń S.A. na zasadach określonych w Ustawie KDT (porównaj opis w punkcie 6.3. poniżej).

Opłata abonamentowa jest ponoszona przez odbiorców z tytułu prowadzonej przez dostawcę obsługi, polegającej na odczytywaniu wskazań układów pomiarowych i ich kontroli. Stawki opłaty abonamentowej kalkulowane są w przeliczeniu na układ pomiarowo-rozliczeniowy.

Prezes URE na podstawie analiz porównawczych wszystkich przedsiębiorstw dystrybucyjnych w Polsce ustala metodę kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału, wartość regulacyjną aktywów (WRA), średnioważony koszt kapitału (WACC) oraz kryteria ustalania dla każdego przedsiębiorstwa dystrybucyjnego wskaźników uzasadnionych kosztów operacyjnych, strat sieciowych i inwestycji oraz termin, w jakim te kryteria należy spełnić. Kryteria są przekazane przedsiębiorstwom w założeniach do kalkulacji taryf.

Rok 2009 jest drugim z rzędu rokiem taryfowania przedsiębiorstw sektora dystrybucji w ustalonym przez Prezesa URE 3-letnim okresie regulacji, tj. okresie, na jaki zostaną ustalone wartości współczynników korekcyjnych, wyznaczonych w odniesieniu do modelowych wielkości kosztów operacyjnych. Metodologia ustalania taryf oraz założenia dotyczące ustalania taryf na rok 2009 wynikają w szczególności z następujących dokumentów przygotowanych przez Prezesa URE i przekazanych operatorom systemów dystrybucyjnych: (i) „Taryfy OSD na rok 2008 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdziału działalności)" z 2007 roku („**Taryfy OSD na rok 2008**") oraz (ii) „Taryfy OSD na rok 2009 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)" z 2008 roku („**Taryfy OSD na rok 2009**").

Dokument Taryfy OSD na rok 2009 przewiduje, że ustalenie pułapu przychodów dla OSD następuje w oparciu o projekcje finansowe sporządzone na podstawie tego dokumentu, natomiast przy ustalaniu w taryfach przedsiębiorstw dystrybucyjnych na 2009 rok uzasadnionego poziomu kosztów operacyjnych, wielkości strat sieciowych oraz nakładów inwestycyjnych mają zastosowanie modele analizy porównawczej wyznaczone w procedurze zatwierdzania taryf na 2008 rok. Aktualizacji podlegały wielkości różnicy bilansowej ze względu na zmiany w dostawie energii oraz wielkości nakładów inwestycyjnych i poziom kosztów operacyjnych w zakresie uwzględnienia opublikowanych wskaźników inflacji.

Zgodnie z dokumentem Taryfy OSD na rok 2009, przychód regulowany przedsiębiorstw ustalany corocznie w projekcji finansowej powinien zapewnić pokrycie uzasadnionych kosztów: operacyjnych, amortyzacji, podatków, kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej, kosztów przeniesionych oraz osiągnięcie zwrotu z kapitału zaangażowanego w działalność dystrybucyjną na uzasadnionym poziomie.

Poniższa tabela przedstawia elementy kalkulacji przychodu regulowanego.

Tabela 1: Elementy kalkulacji przychodu regulowanego

WACC / WRA	Do kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału w pierwszym roku 3-letniego okresu regulacji (tj. roku 2008) została przyjęta wartość regulacyjna aktywów (WRA) (*regulatory asset base, RAB*) równa wartości majątku zaangażowanego wyłącznie w działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej (tj. 100% wartości netto majątku według stanu przed wydzieleniem OSD, w większości przypadków według stanu na dzień 30 czerwca 2007 roku, stanowiącej podstawę do określania amortyzacji do celów podatkowych lub amortyzacji do celów bilansowych) pomniejszonej o amortyzację oraz powiększonej o nakłady inwestycyjne uwzględnione w kalkulacji poprzedniej taryfy. Zgodnie z dokumentem Taryfy OSD na rok 2009 oraz dokumentem Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału z dnia 19 listopada 2008 roku, w roku taryfowym 2009 (drugi rok 3-letniego okresu regulacji) został uznany częściowy wzrost wynagrodzenia za zaangażowany kapitał w wysokości 0,5% przychodu regulowanego wynikającego z zatwierdzonej taryfy na rok 2008. Na kolejne lata została wyznaczona ścieżka dojścia do nowej WRA (które ma zostać ustalone przez Prezesa URE dla każdego OSD na podstawie przeprowadzanych wycen ich majątków metodą odtworzeniową i metodą dochodową) przy założeniu, iż minimalna roczna stopa wzrostu przychodu regulowanego z tytułu dojścia do nowej WRA wyniesie 1,5% przychodu regulowanego wyznaczonego przez Prezesa URE w roku poprzednim. Jeżeli założenia do nowej WRA zawarte w dokumencie Taryfa OSD na rok 2009 oraz w dokumencie Metoda ustalania wartości regulacyjnej aktywów i zwrotu z zaangażowanego kapitału z dnia 19 listopada 2008 roku zostaną w pełni zrealizowane w taryfach OSD na rok 2010 i lata następne, zapewnią one wzrost przychodów OSD w części wynagrodzenia za zaangażowany kapitał. Średnioważony koszt kapitału (*weighted average cost of capital, WACC*) dla roku taryfowego 2009 przed opodatkowaniem został ustalony na poziomie 10,406% (po opodatkowaniu – 8,429%).
KOSZTY ZAKUPU USŁUG PRZESYŁOWYCH	Koszty zakupu usług przesyłowych od PSE Operator są ustalane na podstawie taryfy PSE Operator.
SALDO OPŁAT TRANZYTOWYCH	Poziom salda opłat tranzytowych (opłaty za usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczone pomiędzy OSD na tym samym poziomie napięć znamionowych) jest określony zgodnie ze wzorem określonym w Rozporządzeniu Taryfowym.
RÓŻNICA BILANSOWA	Uzasadniona wysokość strat energii elektrycznej w sieci spółki dystrybucyjnej wyznaczona na 2008 rok w oparciu o model porównawczy efektywności różnicy bilansowej została zaktualizowana na 2009 rok z uwzględnieniem zmian parametrów wykorzystanych w modelu określonym w dokumencie Taryfy OSD na rok 2008. Uzasadniony koszt zakupu energii elektrycznej na pokrycie różnicy bilansowej został ustalony na podstawie wielkości fizycznej wynikającej z modelu i średniej ceny zakupu energii elektrycznej określonej przez Prezesa URE w wysokości 185 PLN/MWh, od dnia 1 marca 2009 roku bez akcyzy w wysokości 165 PLN/MWh, i przesłanej do każdego OSD w formie indywidualnego pisma.
PODATEK OD NIERUCHOMOŚCI	W przychodach przedsiębiorstw sektora dystrybucji na 2009 rok zostały uwzględnione wielkości podatku od nieruchomości (związanego z majątkiem sieciowym) w wysokości planowanej przez przedsiębiorstwa w zakresie podatku od budowli elektroenergetycznych (liczony od wartości), podatku od budynków stacyjnych (liczony od powierzchni użytkowej), podatku od gruntów pod stacjami i urządzeniami sieciowymi (liczony od powierzchni) – z uwzględnieniem faktu przekazania części majątku innym podmiotom (w tym PSE Operator).
AMORTYZACJA	Planowane na 2009 rok koszty amortyzacji zostały skalkulowane zgodnie z algorytmem zawartym w dokumencie Taryfy OSD na rok 2009 – z uwzględnieniem faktu przekazania części majątku innym podmiotom (w tym PSE Operator). Średnia stopa amortyzacji została ustalona przez Prezesa URE na poziomie 3,3%. Wielkości uzgodnionych nakładów OSD zostały skorygowane przez Prezesa URE o odpowiednio zaktualizowany wskaźnik inflacji.
KOSZTY OPERACYJNE	Koszty operacyjne (bez amortyzacji i podatków) na 3-letni okres regulacji rozpoczynający się z dniem 1 stycznia 2008 roku zostały wyznaczone w wyniku zastosowania modelu porównawczego efektywności kosztów operacyjnych, który został określony w dokumencie Taryfy OSD na rok 2008. Na podstawie powyższych porównań wyznaczono dwie grupy przedsiębiorstw, w których rzeczywisty wzrost kosztów w stosunku do wzrostu wynikającego ze wzrostu skali działania był (i) znacząco wyższy oraz (ii) znacząco niższy. Pozostałe przedsiębiorstwa zostały zakwalifikowane do trzeciej grupy. Dla tych grup wyznaczono grupowe współczynniki poprawy efektywności na rok 2008, odpowiednio w wysokości 12%, 0% oraz 5%. Na rok 2009 i 2010 ustalono jednolity sektorowy współczynnik poprawy efektywności w wysokości 1%.

Przychód regulowany określony na podstawie powyższych elementów kształtowania taryf jest rozkładany proporcjonalnie w stosunku do podziału rzeczywistych kosztów na poszczególne składniki opłat, na podstawie planowanej struktury oraz wielkości dostaw energii elektrycznej. Koszty związane z dystrybucją energii elektrycznej alokowane są na poszczególne poziomy napięć sieci dystrybucyjnej, a następnie stawki opłat za usługi dystrybucji kalkulowane są dla poszczególnych grup taryfowych jako stawki grupowe. Struktura opłat oraz relacje pomiędzy stawkami na poszczególnych poziomach napięć i dla poszczególnych grup odbiorców ustalane są na podstawie analizy kosztów związanych z dystrybucją energii do danej grupy odbiorców.

5.3. Cena energii elektrycznej w obrocie

Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym, taryfa w zakresie obrotu energią elektryczną powinna określać: (i) ceny energii elektrycznej; oraz (ii) sposób ustalania bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. Taryfy w zakresie sprzedaży (obrotu) energii elektrycznej odbiorcom w gospodarstwach domowych powinny opierać się na kosztach uzasadnionych zakupu energii elektrycznej na konkurencyjnym rynku oraz kosztach związanych z realizacją obowiązków nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii w źródłach odnawialnych oraz w kogeneracji bądź też kosztach opłat zastępczych, a także uzasadnionych kosztach własnych prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

Poniższa tabela przedstawia elementy kalkulacji taryfy.

Tabela 2: Elementy kalkulacji taryfy

MARŻA	Marża stanowi zwrot z zaangażowanego kapitału oraz wynagrodzenie za ponoszone ryzyko.
KOSZTY PRZENIESIONE	Na koszty przeniesione składają się koszty: (i) nabycia energii elektrycznej; (ii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; (iii) nabycia i umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji lub koszty poniesionej opłaty zastępczej; (iv) koszty bilansowania; oraz (v) akcyza – w przypadku sprzedaży podlegającej opodatkowaniu podatkiem akcyzowym.
KOSZTY WŁASNE	Koszty własne przedsiębiorstwa energetycznego związane z prowadzeniem działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

Przy obliczeniu cen energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych, przedsiębiorstwo energetyczne uwzględnia poszczególne elementy w wysokości zatwierdzonej przez Prezesa URE.

5.4. Taryfy dotyczące ciepła

Szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło określa Rozporządzenie Taryfowe Dotyczące Ciepła. W szczególności: (i) taryfa wytwórcy ciepła zawiera: ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania sieci ciepłowniczych i instalacji odbiorczych oraz do uzupełnienia ubytków wody poza źródłem ciepła lub niezwróconych skroplin; (ii) taryfa przedsiębiorstwa ciepłowniczego zawiera: ceny za zamówioną moc cieplną, ceny ciepła, ceny nośnika ciepła – wody dostarczonej do napełniania i uzupełniania jej ubytków w instalacjach odbiorczych lub niezwróconych skroplin, stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe; (iii) taryfa dystrybutora ciepła zawiera: stawki opłat stałych za usługi przesyłowe, stawki opłat zmiennych za usługi przesyłowe; (iv) w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w pkt (ii) i (iii) zakupuje ciepło od innych przedsiębiorstw energetycznych, taryfa tego przedsiębiorstwa określa sposób stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach przedsiębiorstw, od których ciepło to zostało zakupione; (v) taryfa przedsiębiorstwa obrotu ciepłem zawiera stawki opłat za obsługę odbiorców oraz określa warunki stosowania cen i stawek opłat ustalonych w taryfach innych przedsiębiorstw energetycznych; (vi) taryfa przedsiębiorstwa zajmującego się przesyłaniem i dystrybucją ciepła zawiera stawki opłat za przyłączenie do sieci, kalkulowane w odniesieniu do jednostki długości przyłącza na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę przyłączy, określonych w planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 1 Prawa Energetycznego.

6. Kontrakty długoterminowe (KDT)

6.1. Wprowadzenie

Kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej (KDT) zostały zawarte w Polsce w latach 90. Większość istniejących w tym czasie jednostek wytwórczych wymagała modernizacji, w szczególności nie spełniały one wymogów dotyczących limitów emisji zanieczyszczeń, które zaczęły obowiązywać w Polsce od 1998 roku. Konieczna była również budowa nowych jednostek wytwórczych. W 1994 roku polski rząd ogłosił przetarg w celu wyłonienia podmiotów, które dokonają inwestycji w sektorze elektroenergetycznym, polegających na budowie nowych lub modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. W tym czasie Emitent był na polskim rynku elektroenergetycznym jedynym podmiotem kupującym hurtowo energię elektryczną i jednocześnie operatorem systemu przesyłowego. Z wybranymi wytwórcami Emitent zawarł długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej (kontrakty długoterminowe, tzw. KDT). W KDT wytwórcy zobowiązali się do budowy i modernizacji określonych w nich jednostek wytwórczych oraz sprzedaży mocy i energii wytworzonej w tych jednostkach. Emitent zobowiązał się do kupowania od wytwórców mocy i energii elektrycznej przez określony czas. W wielu przypadkach wierzytelności wytwórców do Emitenta wynikające z KDT stanowiły prawne zabezpieczenia dla instytucji finansowych udzielających wytwórcom kredytów na realizację opisanych w KDT projektów inwestycyjnych. W rezultacie przetargu, w latach 1994-2001 Emitent zawarł KDT na zakup mocy i energii elektrycznej, m.in. z wytwórcami wymienionymi w tabeli w punkcie 6.3. poniżej (lub ich poprzednikami prawnymi) oraz Elektrownią Bełchatów i Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o.

6.2. Program rozwiązania KDT

Z upływem czasu zaczęto uznawać, że KDT blokują rozwój konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce. KDT ograniczały m.in. działanie zasady TPA w praktyce, ponieważ znaczna część obrotu energią elektryczną była skupiona w rękach jednego podmiotu – Emitenta. Ponadto po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej Komisja Europejska sformułowała stanowisko, że KDT stanowią niedozwoloną pomoc państwa (*state aid*) na rzecz wytwórców będących ich stronami. W tej sytuacji polski rząd rozpoczął prace nad opracowaniem sposobu rozwiązania KDT, które

trwały do roku 2007. Prace te zakładały rozwiązanie KDT, połączone z wypłatą na rzecz wytwórców rekompensat z tytułu tzw. kosztów osieroconych (*stranded costs*). Mianem kosztów osieroconych określa się nakłady inwestycyjne poniesione przez inwestora przed liberalizacją danego rynku, których inwestor nie jest w stanie odzyskać z przychodów uzyskiwanych na rynku po jego liberalizacji.

Ponieważ program rozwiązania KDT zakładał wypłatę rekompensat, został notyfikowany Komisji Europejskiej jako potencjalny program pomocy państwa. Wszczynając postępowanie w sprawie notyfikowanego programu, Komisja Europejska wszczęła również przeciwko Polsce równoległe postępowanie w sprawie KDT jako niedozwolonej pomocy państwa. Oba postępowania zakończyły się wydaniem decyzji z dnia 25 września 2007 roku, w której Komisja Europejska uznała KDT za pomoc państwa niezgodną z prawem, natomiast rządowy program rozwiązania KDT za pomoc państwa zgodną z prawem.

Rządowy program rozwiązania KDT został wdrożony w formie Ustawy KDT.

6.3. Realizacja programu rozwiązania KDT

Zgodnie z Ustawą KDT rozwiązanie KDT było dobrowolne i powinno było odbywać się poprzez zawarcie umowy rozwiązującej, której treść została w istotnych elementach określona w Ustawie KDT. Umowy rozwiązujące mogły być zawarte nie później niż do dnia 1 stycznia 2008 roku. Umowy zawarte po upływie terminu nie stanowią umów rozwiązujących w rozumieniu Ustawy KDT i nie stanowią podstawy do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych (w tym, w przypadku grupy wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej, kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego).

We wskazanym terminie Emitent zawarł umowy rozwiązujące ze wszystkimi wytwórcami – stronami obowiązujących wówczas KDT, z wyjątkiem KDT zawartego z Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o. Zgodnie z Ustawą KDT i umowami rozwiązującymi, rozwiązanie KDT, w odniesieniu do których zawarto umowy rozwiązujące, nastąpiło w dniu 1 kwietnia 2008 roku. KDT z Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o. został wypowiedziany przez Emitenta pismem z dnia 17 maja 2006 roku (skuteczność wypowiedzenia tego KDT może być przedmiotem sporu między stronami, jakkolwiek do dnia Prospektu żadna ze stron nie podjęła kroków sądowych związanych ze sporem – porównaj opis w punkcie 14.4.1. w Rozdziale XIII Prospektu).

Ustawa KDT definiuje koszty osierocone jako wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej, niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu KDT. Wytwórcy, którzy zdecydowali się na rozwiązanie KDT, mają prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych, chyba że złożyli oświadczenie o rezygnacji z prawa otrzymywania tych środków.

Łączna suma środków przekazanych wytwórcy na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, nie może przekroczyć ustalonej dla tego wytwórcy maksymalnej wysokości tych kosztów, określonej w załączniku nr 2 do Ustawy KDT, w cenach stałych na dzień 1 stycznia 2007 roku. W przypadku grupy wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej, łączna kwota środków przekazanych wytwórcy z tytułu kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku nie może przekroczyć ustalonej dla tego wytwórcy maksymalnej wysokości tych kosztów określonej w załączniku nr 2 do Ustawy KDT, w cenach stałych na dzień 1 stycznia 2007 roku.

Maksymalne wysokości kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców (na dzień 1 stycznia 2007 roku) wynoszą:

Tabela 3: Maksymalne wysokości kosztów osieroconych dla poszczególnych wytwórców

Lp.	Nazwa wytwórcy	Maksymalna wysokość kosztów osieroconych (w tys. PLN)	Maksymalna wysokość kosztów, o których mowa w art. 44* Ustawy KDT
1	Grupa kapitałowa PGE GiE, w tym:	4.536.851	
	Elektrownia Opole	1.965.700	
	Elektrownia Turów	2.571.151	
2	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	1.479.745	
3	Elektrownia Kozienice S.A.	623.612	
4	ZEDO	633.496	
5	Grupa kapitałowa ZE PAK S.A.	1.377.880	
	w tym:		
	Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	1.377.880	
6	Elektrociepłownia Kraków S.A.	0	
7	EC Rzeszów	297.415	124.395
8	Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.	777.535	340.655
9	EC Lublin-Wrotków	425.263	191.480
10	Elektrociepłownia Chorzów ELCHO S.A.	888.581	
11	Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	464.297	313.477
12	EC Gorzów	72.755	35.273
	Razem	**11.577.430**	**1.005.280**

*kosztów poniesionych przez wytwórców wykorzystujących gaz ziemny do wytwarzania energii elektrycznej z tytułu zużycia odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego.

Źródło: Załącznik nr 2 do Ustawy KDT

Podmiotem pełniącym istotną rolę w procesie wypłacania środków na pokrycie kosztów osieroconych jest spółka specjalnie powołana do tego celu – Zarządca Rozliczeń S.A. Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcy środki na pokrycie kosztów osieroconych w formie zaliczki na poczet tych kosztów za dany rok oraz jako środki wynikające z dodatnich wartości korekt tych kosztów. Zaliczki wypłaca się w czterech równych ratach w danym roku, w terminie do piątego dnia miesiąca następującego po upływie kwartału, za który ma być wypłacana (z pewnymi modyfikacjami w 2008 roku).

Aby otrzymać w danym roku zaliczki, wytwórca, w terminie do dnia 31 sierpnia każdego roku, składa Prezesowi URE wniosek o wypłatę zaliczki na następny rok kalendarzowy. Wniosek ten zawiera m.in. wysokość wnioskowanej kwoty zaliczki oraz oświadczenie o wyborze jednego z dwóch sposobów dokonania korekty kosztów osieroconych. Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej ustala zaktualizowaną na dany rok kwotę kosztów danego wytwórcy podlegających pokryciu. Wytwórca nie może wnioskować o kwotę zaliczki wyższą niż określone w Ustawie KDT wielkości maksymalne. Do dnia 31 lipca każdego roku kalendarzowego Prezes URE, w drodze decyzji administracyjnej, ustala dla danego wytwórcy wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy.

Do dnia 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania Prezes URE, w drodze decyzji administracyjnej, ustala dla danego wytwórcy wysokość korekty końcowej kosztów osieroconych. Okresem korygowania jest okres ustalony dla danego wytwórcy, od dnia rozwiązania KDT, którego stroną był dany wytwórca, do dnia, w którym wygasałby KDT, którego wytwórca ten jest stroną, a jeżeli wytwórca jest stroną więcej niż jednego KDT lub jeżeli wytwórca wchodzi w skład grupy kapitałowej, do dnia, w którym wygasałby KDT o najdłuższym okresie obowiązywania, którego stroną jest dany wytwórca lub inny wytwórca wchodzący w skład tej samej grupy kapitałowej, lecz w żadnym przypadku nie dłuższy niż do dnia 31 grudnia 2025 roku.

Ustawa KDT zawiera szczegółowe formuły (wzory) i zasady dokonywania korekt. W szczególności w przypadku, gdy wytwórca, który zawarł umowę rozwiązującą, wchodzi w skład grupy kapitałowej, w kalkulacji kosztów osieroconych uwzględnia się określone wielkości ekonomiczne w odniesieniu do każdego wytwórcy oraz podmiotu wchodzącego w skład danej grupy kapitałowej i wykonującego działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Polski w jednostkach wytwórczych wymienionych w załączniku do Ustawy KDT. W przypadku, gdy wartość korekty jest (i) dodatnia – Zarządca Rozliczeń S.A. wypłaca wytwórcy kwotę korekty, (ii) ujemna – wytwórca zwraca Zarządcy Rozliczeń S.A. kwotę korekty. W przypadku, gdy kwota ujemnej korekty przekroczy określone w Ustawie KDT poziomy, wytwórca zwraca otrzymane środki z odsetkami. Wysokość środków wraz z odsetkami, jakie jest obowiązany zwrócić wytwórca, ustala Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej.

Wytwórca, któremu w okresie korygowania wygasła koncesja na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i nie wystąpił o przedłużenie jej ważności w trybie określonym w art. 39 Prawa Energetycznego albo cofnięto mu koncesję na wykonywanie tej działalności: (i) nie otrzymuje środków na pokrycie kosztów osieroconych; (ii) jest obowiązany niezwłocznie zwrócić otrzymane wcześniej środki. Wysokość środków wraz z odsetkami, jakie jest obowiązany zwrócić wytwórca, ustala Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej.

W przypadku, gdy (i) wielkość sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórcę będącego stroną umowy rozwiązującej w danym roku kalendarzowym jest mniejsza o ponad 20% od wielkości sprzedaży tej energii w roku poprzednim, lub (ii) koszty związane z wytwarzaniem energii elektrycznej poniesione przez wytwórcę będącego stroną umowy rozwiązującej w danym roku kalendarzowym są wyższe o ponad 20% od średnich kosztów innych przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Polski, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania tej energii, w tym samym roku kalendarzowym, lub (iii) średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez wytwórcę w danym roku kalendarzowym jest niższa o ponad 5% od średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Polski, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym – Prezes URE występuje do tego wytwórcy o przedstawienie pisemnych wyjaśnień w tym zakresie. Jeżeli Prezes URE na podstawie pisemnych wyjaśnień przedstawionych przez wytwórcę stwierdzi, że różnice nie były spowodowane okolicznościami, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, niezwłocznie zawiadamia o tym pisemnie wytwórcę, a w najbliższej korekcie, jeżeli jej wartość jest: (i) dodatnia – pomniejsza należną kwotę tej korekty, albo (ii) ujemna lub równa zeru – powiększa należną kwotę tej korekty, w obu przypadkach o kwotę do 25% kwoty kosztów osieroconych określonych w załączniku nr 3 do Ustawy KDT dla roku, którego dotyczyły te różnice, uwzględniając stopień zaniżenia wartości wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej oraz rodzaj i wielkość ujemnych następstw dla tego wytwórcy.

Środki wypłacane na pokrycie kosztów osieroconych oraz kosztów zużycia odebranego gazu ziemnego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego są pozyskiwane od odbiorców energii elektrycznej poprzez dwie opłaty – opłatę przejściową i opłatę końcową.

Od dnia 1 kwietnia 2008 roku: (i) operator systemu przesyłowego (PSE Operator) rozpoczął pobieranie opłaty przejściowej od płatników opłaty przejściowej (tj. operatorów systemów dystrybucyjnych) oraz od odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, natomiast (ii) płatnicy opłaty przejściowej (tj. operatorzy systemów dystrybucyjnych) rozpoczęli pobieranie opłaty końcowej od odbiorców końcowych oraz od przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędących płatnikami opłaty przejściowej. Jednocześnie od dnia 1 kwietnia 2008 roku operatorzy systemów dystrybucyjnych jako płatnicy opłaty przejściowej zaprzestali pobierania opłaty przesyłowej w części wynikającej ze składnika wyrównawczego stawki systemowej, określonego w ówcześnie obowiązujących przepisach Rozporządzenia Taryfowego. Stawki opłaty przejściowej za okres do dnia 31 grudnia 2008 roku są określone w Ustawie KDT. Począwszy od 2009 roku, stawki opłaty przejściowej będą kalkulowane przez Prezesa URE, w sposób określony w Ustawie KDT.

7. Przepisy dotyczące energii ze źródeł odnawialnych i kogeneracji

7.1. Energia ze źródeł odnawialnych

W zakresie określonym w Prawie Energetycznym sprzedawca z urzędu (porównaj opis w punkcie 3.7. powyżej) jest obowiązany do zakupu energii oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci znajdujących się na obszarze działania sprzedawcy z urzędu. Zgodnie z komunikatem Prezesa URE z dnia 25 października 2005 roku, do czasu wyłonienia lub wyznaczenia sprzedawcy z urzędu obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dotyczy źródeł przyłączonych do sieci, do której są przyłączeni odbiorcy energii elektrycznej, z którymi przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek zawrzeć umowę sprzedaży albo którym ma obowiązek świadczyć umowę kompleksową.

Ponadto Prawo Energetyczne nakłada na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Polski, obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE tzw. zielonych certyfikatów, czyli świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, lub uiszczenia opłaty zastępczej. Zakres, według którego uznaje się powyższy obowiązek za spełniony, został określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz.U. z 2008 roku, Nr 156, poz. 969). Zgodnie z wyżej wymienionym rozporządzeniem, obowiązek uzyskania i przedstawienia Prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

Tabela 4: Udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia

Udział ilościowy (%)	Rok
7,0	2008
8,7	2009
10,4	2010
10,4	2011
10,4	2012
10,9	2013
11,4	2014
11,9	2015
12,4	2016
12,9	2017

Świadectwo pochodzenia jest wydawane przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii.

Opłata zastępcza jest obliczana jako iloczyn jednostkowej opłaty zastępczej wynoszącej w roku 2009 258,89 PLN za 1 MWh oraz różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia a ilością energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia w danym roku. Kwota jednostkowej opłaty zastępczej zawarta we wzorze służącym do wyliczenia opłaty zastępczej podlega corocznej waloryzacji według średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku kalendarzowego poprzedzającego rok, dla którego oblicza się opłatę zastępczą.

W przypadku nieprzestrzegania przez sprzedawcę z urzędu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii sprzedawca z urzędu podlega karze nie niższej niż iloczyn średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, wyrażonej w złotych za 1 MWh oraz różnicy pomiędzy ilością oferowanej do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, wyrażoną w MWh, a ilością zakupionej energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii w danym roku, wyrażoną w MWh.

W przypadku nieprzestrzegania obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przedsiębiorstwo zobowiązane jest do uiszczenia opłaty zastępczej. W przypadku niewypełnienia obowiązku oraz nieuiszczenia opłaty zastępczej przedsiębiorstwo podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną a uiszczoną opłatą zastępczą.

Wysokość takich kar nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Niezależnie od kar wskazanych powyżej, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Ponadto, zgodnie z założeniami tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego (porównaj opis w punkcie 8.3.2. poniżej), udział odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym Unii Europejskiej miałby zostać zwiększony do 20% do roku 2020. W Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 roku w sprawie promowania i stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. UE L. z 2009 roku, Nr 140, str. 16) każdemu z Państw Członkowskich wyznaczono inny wskaźnik. W przypadku Polski udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w 2020 roku ma wynieść 15%.

7.2. Energia wytwarzana w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja)

Mianem energii z kogeneracji określana jest energia wytwarzana jednocześnie z produkcją ciepła w elektrociepłowni. Wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła dotyczy w szczególności Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca Dyrektywę 92/42/EWG (Dz.U. UE. L. z 2004 roku, Nr 52, str. 50). Jej przedmiotem jest określenie zasad wspierania wykorzystywania ciepła i energii elektrycznej wytwarzanych w kogeneracji o wysokiej wydajności opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe, w celu oszczędzania energii pierwotnej, unikania strat sieciowych oraz ograniczenia emisji szkodliwych substancji, a także bezpieczeństwa dostaw, tworzenia równych warunków konkurencji oraz ochrony środowiska. Dyrektywa nakłada na Państwa Członkowskie zobowiązania związane z przyjęciem jednolitej metodyki obliczania produkcji w skojarzeniu i określeniem wytycznych dla jej wdrożenia. Implementacja dyrektywy miała zostać zakończona do dnia 21 lutego 2006 roku.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci na terytorium Polski jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE tzw. czerwone i żółte certyfikaty, czyli świadectwa pochodzenia z kogeneracji, dla energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji znajdujących się na terytorium Polski, albo uiścić opłatę zastępczą.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok kalendarzowy udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:

Tabela 5: Udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej w latach 2008-2012

Udział ilościowy (%)	Rok
Dla jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW	
2,7	2008
2,9	2009
3,1	2010
3,3	2011
3,5	2012
Dla pozostałych jednostek kogeneracji	
19	2008
20,6	2009
21,3	2010
22,2	2011
23,2	2012

Źródło: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2007 roku, Nr 185, poz. 1314, z późn. zm.).

Świadectwo pochodzenia z kogeneracji wydaje się oddzielnie dla (i) energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostce kogeneracji małej lub opalanej gazem; oraz oddzielnie dla (ii) energii elektrycznej innej niż wymieniona w punkcie (i). Świadectwo wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się jednostka kogeneracji określona we wniosku. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii.

Opłata zastępcza jest równa sumie: (i) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym) oraz ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji małych lub opalanych gazem) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie; oraz (ii) iloczynu jednostkowej opłaty zastępczej (nie niższej niż 15% i nie wyższej niż 40% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym) i ilości energii elektrycznej równej różnicy pomiędzy ilością energii elektrycznej wynikającą z obowiązku nabycia (dla jednostek kogeneracji innych niż małe lub opalane gazem) a ilością energii elektrycznej wynikającą ze świadectw pochodzenia z kogeneracji umorzonych przedsiębiorstwu energetycznemu w terminie.

W 2009 roku poziom jednostkowej opłaty zastępczej dla świadectw pochodzenia z kogeneracji wynosi odpowiednio 128,80 PLN/MWh dla świadectw pochodzenia energii skojarzonej wytworzonej w jednostkach małych i opalanych gazem oraz 19,32 PLN/MWh dla świadectw pochodzenia energii wytworzonej w pozostałych jednostkach skojarzonych. W 2010 roku poziom opłaty zastępczej dla świadectw pochodzenia z kogeneracji będzie wynosił odpowiednio 128,80 PLN/MWh dla świadectw pochodzenia energii skojarzonej wytworzonej w jednostkach małych i opalanych gazem oraz 23,32 PLN/MWh dla świadectw pochodzenia energii wytworzonej w pozostałych jednostkach skojarzonych.

W przypadku nieprzestrzegania obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa pochodzenia z kogeneracji, przedsiębiorstwo zobowiązane jest do uiszczenia opłaty zastępczej. W przypadku niewypełnienia obowiązku oraz nieuiszczenia opłaty zastępczej przedsiębiorstwo podlega karze nie niższej niż iloczyn liczby 1,3 oraz różnicy pomiędzy należną opłatą zastępczą a uiszczoną opłatą zastępczą.

Wysokość takiej kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością prowadzoną na podstawie koncesji, wysokość kary nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z działalności koncesjonowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

Ponadto, niezależnie od wskazanej wyżej kary, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

Według założeń przyjętych przez Ministerstwo Gospodarki w Programie dla elektroenergetyki w 2010 roku Polska powinna osiągnąć wzrost wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem z obecnego poziomu około 15% do wielkości 22-23%.

8. Ochrona środowiska

8.1. Wprowadzenie

Prawo Ochrony Środowiska oraz akty prawne wykonawcze wydane na jego podstawie zapewniają ochronę poszczególnych elementów środowiska – powierzchni ziemi, powietrza i wody przed zanieczyszczeniami, ochronę przed hałasem i polami elektromagnetycznymi. Ograniczenia nałożone przez Prawo Ochrony Środowiska dotyczą zarówno procesu inwestycyjnego, jak i użytkowania istniejących już instalacji mogących negatywnie oddziaływać na środowisko.

Realizacja planowanego przedsięwzięcia mogącego znacząco oddziaływać na środowisko jest dopuszczalna wyłącznie po uzyskaniu zgody na realizację przedsięwzięcia w formie decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych. Uzyskanie takiej decyzji możliwe jest po przeprowadzeniu postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko. W postępowaniu takim analizuje się i ocenia m.in. bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, dobra materialne, zabytki, dostępność do złóż kopalin, możliwości oraz sposoby zapobiegania i ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko i wymagany zakres monitoringu. W odniesieniu do przedsięwzięcia, które może w istotny sposób oddziaływać na środowisko, w zależności od rodzaju takiego przedsięwzięcia, na podstawie Prawa Ochrony Środowiska wymagane jest od przedsiębiorcy sporządzenie raportu oddziaływania na środowisko.

Eksploatacja istniejącej już instalacji może wymagać, co do zasady, uzyskania pozwoleń sektorowych lub pozwolenia zintegrowanego (w zależności od rodzaju i skali prowadzonej działalności) oraz konieczność ponoszenia opłat za korzystanie ze środowiska. Eksploatacja instalacji nie powinna powodować pogorszenia stanu środowiska lub zagrożenia życia lub zdrowia ludzi. Uzyskanie odpowiednich pozwoleń jest wymagane na: (i) wprowadzanie pyłów lub gazów do powietrza, (ii) wprowadzanie ścieków do wód lub ziemi, (iii) wytwarzanie odpadów, oraz (iv) dopuszczalnych poziomów hałasu. W przypadkach określonych w Prawie Ochrony Środowiska za korzystanie ze środowiska pobierana jest opłata. Za przekraczanie limitów emisji wojewódzki inspektor ochrony środowiska nakłada administracyjną karę pieniężną. Natomiast za prowadzenie działalności bez wymaganego pozwolenia na wprowadzanie do powietrza gazów lub pyłów oraz pobór wód lub wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, przedsiębiorca ponosi opłatę za korzystanie ze środowiska podwyższoną o 500%.

Obowiązujące regulacje dotyczące korzystania przez kopalnie ze środowiska naturalnego w zakresie wydobycia kopalin ze złóż nakładają szereg obowiązków formalnych związanych z uzyskaniem pozwoleń (sektorowych lub zintegrowanych) regulujących w szczególności ich gospodarkę wodno-ściekową, gospodarowanie odpadami oraz emisję gazów i pyłów do powietrza. Podmiot prowadzący działalność w zakresie eksploatacji złóż kopalin powinien podejmować działania niezbędne do ochrony zasobów złoża, powierzchni ziemi oraz wód powierzchniowych i podziemnych, powinien też prowadzić rekultywację terenów poeksploatacyjnych oraz przywracać do właściwego stanu inne elementy przyrodnicze i prowadzić ochronę przed hałasem i drganiami.

Również działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej może wiązać się z koniecznością uzyskania przez podmioty działające w tym obszarze pozwoleń (sektorowych lub zintegrowanych) regulujących w szczególności ich gospodarkę wodno-ściekową, gospodarowanie odpadami, emisję gazów i pyłów do powietrza. Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (zarówno w źródłach konwencjonalnych, jak i energii odnawialnej) wymaga, co do zasady, uzyskania pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do spalania paliw, które w sektorze energetycznym jest wymagane dla instalacji spalającej paliwa o mocy nominalnej ponad 50 MWt.

W zakresie dystrybucji energii elektrycznej jednym z najważniejszych aspektów wpływu na środowisko jest emisja pól elektromagnetycznych do środowiska. Podmiot prowadzący instalację emitującą pola elektromagnetyczne oraz użytkownik urządzenia emitującego pola elektromagnetyczne, które są stacjami elektromagnetycznymi lub napowietrznymi liniami elektroenergetycznymi o napięciu nie niższym niż 110 kV, są obowiązani do wykonywania pomiarów poziomów pól elektromagnetycznych po rozpoczęciu użytkowania instalacji i w przypadku wprowadzanych do działania urządzeń i instalacji zmian.

Inne zjawiska, towarzyszące działalności dystrybucyjnej, które mogą negatywnie oddziaływać na środowisko, to wycieki oleju transformatorowego oraz wytwarzanie odpadów niebezpiecznych.

Pozostałe aspekty wpływu na środowisko podmiotów, których przedmiot działalności obejmuje dystrybucję energii elektrycznej, to głównie decyzje administracyjne regulujące gospodarkę wodno-ściekową spółek.

8.2. Zapobieganie i naprawa szkód w środowisku

Jeżeli wystąpi zagrożenie powstania szkody w środowisku lub szkoda faktycznie powstanie, zastosowanie znajdą przepisy zawarte w Ustawie o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku, implementującej do polskiego porządku prawnego dyrektywę 2004/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 21 kwietnia 2004 roku w sprawie odpowiedzialności za środowisko w odniesieniu do zapobiegania i zaradzania szkodom wyrządzonym środowisku naturalnemu (Dz.U. UE. L. z 2004 roku, Nr 143, str. 56, z późn. zm.).

Podstawową zasadą wprowadzoną powyższą ustawą jest zasada „zanieczyszczający płaci", zgodnie z którą podmiot gospodarczy powodujący szkody w środowisku naturalnym lub stwarzający bezpośrednie zagrożenie wystąpieniem takich szkód powinien ponieść koszt niezbędnych środków zapobiegawczych i zaradczych. Przepisów Ustawy o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku nie stosuje się m.in., jeśli od emisji lub zdarzenia, które spowodowały bezpośrednie zagrożenie szkodą w środowisku lub szkodę w środowisku, upłynęło więcej niż 30 lat.

Do zasadniczych rozwiązań, wprowadzonych przepisami Ustawy o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku zalicza się m.in.: (i) obowiązek podejmowania przez podmiot korzystający ze środowiska działań zapobiegawczych w przypadku wystąpienia bezpośredniego zagrożenia wystąpieniem szkody lub (ii) obowiązek podejmowania działań naprawczych w przypadku wystąpienia szkody w środowisku, (iii) obowiązek informowania organu ochrony środowiska o istniejącym zagrożeniu lub szkodzie, (iv) określenie sytuacji, w których organ ochrony środowiska podejmuje działania zapobiegawcze lub naprawcze, samodzielnie określając zasady zwrotu poniesionych przez organ kosztów i wreszcie (v) obowiązek uzgodnienia przez podmiot korzystający ze środowiska z organem ochrony środowiska zakresu, sposobu i terminu zakończenia działań naprawczych.

Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku przewiduje zachowanie dotychczasowych zasad ochrony powierzchni ziemi (zakładających, że obowiązek ewentualnego naprawienia szkody w środowisku, w tym przeprowadzenia rekultywacji gruntu, spoczywa na władającym powierzchnią ziemi, bez względu na to czy spowodował on szkodę) w odniesieniu do „starych" szkód w środowisku, tj. takich, które miały miejsce do dnia 30 kwietnia 2007 roku, a także do tych szkód, które zostały spowodowane działaniami, które zakończyły się przed dniem 30 kwietnia 2007 roku (to jest przed dniem wejścia w życie powołanej ustawy).

8.3. Regulacje dotyczące ochrony klimatu, w tym związane z emisjami CO_2 i innych substancji

8.3.1. Protokół z Kioto oraz Wspólnotowy System Handlu Uprawnieniami do Emisji

Podstawowe założenia międzynarodowej współpracy dotyczącej ograniczenia emisji gazów cieplarnianych określa Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, dalej „**UNFCCC**"), z dnia 9 maja 1992 roku (Dz.U. z 1996 roku, Nr 53, poz. 238). UNFCCC nie nakłada na państwa-sygnatariuszy wiążących zobowiązań ograniczania emisji gazów cieplarnianych. W celu konkretyzacji jej postanowień państwa-sygnatariusze sukcesywnie przyjmowały kolejne instrumenty prawne, z których najistotniejszym jest Protokół z Kioto. W szczególności kraje, które ratyfikowały Protokół z Kioto, podjęły indywidualne zobowiązania do redukcji emisji gazów cieplarnianych do roku 2012, które znalazły odzwierciedlenie m.in. w opisanych poniżej regulacjach Prawa Europejskiego oraz przepisach prawa polskiego.

W celu wypełnienia zobowiązań redukcyjnych określonych w Protokole z Kioto w 2005 roku Unia Europejska wprowadziła na terytorium Państw Członkowskich system handlu emisjami oparty na zasadach „cap-and-trade". Zasady funkcjonowania tego systemu określa Dyrektywa ETS, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63-87). W nomenklaturze Prawa Europejskiego wspomniany system handlu emisjami określany jest jako EU ETS (*European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme*), w ramach którego obrotowi podlegają tzw. EUA (*European Union Allowances*). Pojedyncza jednostka EUA odpowiada tonie CO_2, którą można wyemitować do atmosfery.

System EU ETS obejmuje na terenie Unii Europejskiej ponad 10 tysięcy instalacji, w tym m.in. instalacje do spalania paliw (elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie, kotłownie), z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych.

Operatorzy powyższych instalacji w celu wprowadzenia do powietrza CO_2 muszą posiadać uprawnienia do jego emisji w ilości odpowiadającej rzeczywistej wielkości emisji CO_2 z danej instalacji. Uprawnienia do emisji CO_2 mogą być otrzymywane w drodze darmowych alokacji lub kupowane, a także – niewykorzystane – przenoszone na kolejne lata danego okresu rozliczeniowego. Rozliczenie uprawnień do emisji CO_2 za dany rok kalendarzowy następuje do 30 kwietnia roku następnego.

8.3.2. Pakiet energetyczno-klimatyczny, w tym Dyrektywa CCS

Wypracowanie w ramach Unii Europejskiej wspólnej polityki energetycznej ma przyczynić się do powstrzymania zmian klimatycznych poprzez ustabilizowanie koncentracji gazów cieplarnianych w atmosferze. Wspomniana inicjatywa określana jest jako „pakiet energetyczno-klimatyczny", na który składa się sześć aktów prawnych opublikowanych w Dz.U. UE. L. z 2009 roku, Nr 140, tom 52, w szczególności wspomniana powyżej Dyrektywa 2009/29/WE wprowadzająca zmiany do systemu EU ETS oraz Dyrektywa CCS.

Podstawowe cele pakietu energetyczno-klimatycznego, wyrażone zasadą „3x20", obejmują do roku 2020:

– wzrost efektywności zużycia energii o 20%;

– zwiększenie udziału energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych w bilansie energetycznym do 20% całkowitego końcowego zużycia energii w Unii Europejskiej (każdemu Państwu Członkowskiemu wyznaczono inny wiążący je cel, w przypadku Polski udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii ma wynieść 15%);

– ograniczenie emisji CO_2 do atmosfery o 20% (jeśli inne państwa uprzemysłowione, będące sygnatariuszami UNFCCC podejmą na szczycie w Kopenhadze w grudniu 2009 roku analogiczne zobowiązania, wówczas redukcja na poziomie Unii Europejskiej ma osiągnąć 30%).

Zasady funkcjonowania EU ETS w tak zwanym trzecim okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2013-2020, określa Dyrektywa ETS zmieniona Dyrektywą 2009/29/WE, o której mowa powyżej. Zgodnie z nią, począwszy od roku 2013, wytwórcy energii elektrycznej będą zobowiązani pozyskiwać całość uprawnień do emisji CO_2 w drodze aukcji. Jednakże Państwa Członkowskie, które spełnią określone kryteria, jak w szczególności przeważający udział paliw kopalnych w koszyku energetycznym i określony poziom PKB w stosunku do średniej unijnej, będą mogły czasowo odstąpić od wymogu objęcia swoich wytwórców całkowitym systemem aukcji. Ze wspomnianego odstępstwa będzie mogła skorzystać także Polska, pod warunkiem iż przedłoży Komisji Europejskiej krajowy plan modernizacji sektora energetycznego, inwestowania w czyste technologie oraz dywersyfikowania swojego koszyka energetycznego, i plan ten uzyska akceptację Komisji. W takim przypadku począwszy od roku 2013, działające na terenie Polski elektrownie będą otrzymywały od państwa polskiego nieodpłatnie 70% uprawnień do emisji, podczas gdy pozostałe 30% (liczone w odniesieniu do średniego poziomu emisji z lat 2005-2007) będzie kupowane na aukcjach. W następnych latach proporcja uprawnień pozyskiwanych na aukcjach ma wzrastać, tak aby do roku 2020 osiągnęła 100%.

Wspomniane darmowe uprawnienia przewidziane w trzecim okresie rozliczeniowym będą dostępne jedynie dla elektrowni działających lub w przypadku których proces inwestycyjny fizycznie wszczęto (*physically initiated*) nie później niż z końcem 2008 roku, przy czym przepisy prawa nie określają, co należy rozumieć pod pojęciem fizycznie wszczętego procesu inwestycyjnego. W tym zakresie spodziewane jest wydanie wytycznych przez Komisję Europejską, przy czym nie wiadomo, w jakim terminie. Także Ministerstwo Gospodarki prowadzi prace nad opracowaniem przejrzystych i spójnych kryteriów kwalifikowania inwestycji do tej kategorii.

Dodatkowo, w trzecim okresie rozliczeniowym zniesione będą KPRU w poszczególnych Państwach Członkowskich i od stycznia 2013 roku uprawnienia do emisji będą przyznawane w scentralizowany sposób przez instytucje Unii Europejskiej (szczegółowe regulacje w tym zakresie mają zostać ustalone przez Komisję Europejską do końca 2010 roku).

Kolejnym z istotnych aktów prawnych, składających się na wspomniany powyżej pakiet energetyczno-klimatyczny, jest Dyrektywa CCS, która tworzy prawne ramy rozwoju i stosowania na terenie Unii Europejskiej nowatorskiej technologii geologicznego składowania CO_2, która ma ułatwić osiągnięcie przez Państwa Członkowskie planowanych redukcji emisji CO_2. Dyrektywa CCS weszła w życie 25 czerwca 2009 roku i czas na jej transpozycję do porządków prawnych Państw Członkowskich upływa 25 czerwca 2011 roku. Technologia CCS polega na wychwytywaniu CO_2 z instalacji przemysłowych, transportowaniu go i zatłaczaniu do odpowiedniej podziemnej formacji geologicznej w celu stałego składowania. CO_2 składowany w strukturach geologicznych zgodnie z postanowieniami Dyrektywy CCS będzie na potrzeby systemu wspólnotowego traktowany jako niewyemitowany, a zatem nie objęty wymogiem posiadania pozwoleń.

Komisja Europejska opracowuje system zachęt inwestycyjnych, dzięki którym do roku 2015 na terenie Unii Europejskiej mogłoby działać do 12 demonstracyjnych instalacji CCS. W szczególności planowane jest przeznaczenie na ten cel do 300 milionów uprawnień do emisji CO_2 z tzw. rezerwy dla nowych instalacji, którą dysponuje Unia Europejska. Selekcja instalacji biorących udział w dotowanym programie demonstracyjnym będzie dokonana na podstawie obiektywnych i przejrzystych kryteriów, m.in. potencjalnego wkładu projektu w rozwój technologii CCS w Europie poprzez udostępnianie zdobytej wiedzy. Dodatkowo wybrane instalacje demonstracyjne CCS zostaną dofinansowane z Europejskiego Planu Naprawy Gospodarczej (*European Economic Recovery Plan*).

Dyrektywa CCS przewiduje, że operatorzy nowo budowanych elektrowni o mocy 300 megawatów lub większej będą musieli dokonać oceny, czy dla planowanej inwestycji wychwyt CO_2 oraz instalacje do jego transportu są wykonalne technicznie i ekonomicznie (tzw. *capture-ready assessment*). O ile warunki te zostaną spełnione, wówczas na terenie obiektu wymagane będzie zarezerwowanie przestrzeni na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO_2.

Zgodnie z Dyrektywą CCS operator składowiska, do którego zatłaczany jest CO_2, pozostaje odpowiedzialny m.in. za monitoring składowiska i jest zobowiązany do podejmowania wszelkich działań naprawczych w przypadku wycieku CO_2 lub innych znaczących nieprawidłowości. Obowiązki te ustają dopiero z chwilą przekazania odpowiedzialności właściwym organom krajowym, co ma miejsce co do zasady po upływie minimum 20 lat od momentu zamknięcia składowiska przez operatora.

Na podstawie wyników programu demonstracyjnego założenia Dyrektywy CCS będą sukcesywnie rewidowane – przewiduje się, że regulacja ta będzie przedmiotem dalszych zmian w 2016 roku, kiedy to może zostać wprowadzony wymóg posiadania instalacji CCS przez wszystkie nowo budowane elektrownie.

8.3.3. Polskie regulacje dotyczące emisji CO_2 i innych substancji

Instytucja uprawnień do emisji uregulowana jest w Ustawie o Handlu Uprawnieniami do Emisji. Ustawa ta implementuje przepisy szeregu aktów Prawa Europejskiego, w szczególności wspomnianej Dyrektywy ETS. Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji określa zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami, na który składają się: (i) system wspólnotowy (obecnie obejmujący tylko CO_2), oraz (ii) system krajowy (obejmujący substancje niebędące gazami cieplarnianymi, a w szczególności SO_2, NO_x i pyły), który nie został jeszcze wdrożony.

Nadzór nad funkcjonowaniem w Polsce systemu wspólnotowego oraz systemu krajowego sprawuje minister właściwy do spraw środowiska, natomiast administrowaniem systemem zajmuje się Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (tzw. KASHUE).

Rozdział nieodpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji objętych systemem wspólnotowym jest dokonywany (oddzielnie od systemu krajowego) w KPRU. Punktem wyjścia do dokonywanych alokacji jest tzw. zasada *grandfathering*, czyli uzależnienie wysokości przydziału uprawnień od historycznych poziomów emisji i uwarunkowań dotyczących surowców.

KPRU dla systemu wspólnotowego (jak wspomniano, obecnie obejmującego wyłącznie CO_2) jest przedkładany Komisji Europejskiej oraz Państwom Członkowskim Unii Europejskiej nie później niż na 18 miesięcy przed rozpoczęciem okresu rozliczeniowego, którego dotyczy plan. Po zaaprobowaniu przez Komisję Europejską KPRU jest następnie uchwalany w formie rozporządzenia przez Radę Ministrów.

Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji przewiduje przyznawanie uprawnień do emisji CO_2 na poszczególne okresy rozliczeniowe, odpowiadające okresom rozliczeniowym funkcjonującym w ramach EU ETS. W pierwszym okresie rozliczeniowym, obejmującym lata 2005-2007, Polska otrzymała limit na emisję w wysokości 239,1 mln ton CO_2, co oznaczało obniżenie limitu uprawnień o 16,5% w odniesieniu do wnioskowanego poziomu (limit uprawnień obniżono o 47,1 mln ton równoważnej emisji CO_2 rocznie).

Na kolejny okres rozliczeniowy, obejmujący lata 2008-2012, Polska starała się o przyznanie limitu w wysokości 284 mln ton CO_2. Decyzją Komisji Europejskiej obniżono przypadający Polsce średnioroczny limit nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2, do wysokości 208,5 mln ton. W dniu 1 lipca 2008 roku Rada Ministrów przyjęła rozporządzenie wprowadzające KPRU II dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz.U. z 2008 roku, Nr 202, poz. 1248), uwzględniające zmiany w zakresie wskazanym przez Komisję Europejską.

Ograniczenie przez Komisję Europejską w obu okresach rozliczeniowych ilości przyznanych Polsce uprawnień do emisji CO_2 w stosunku do wnioskowanej w KPRU stanowi istotne ograniczenie dla sektora elektroenergetycznego. W szczególności, zgodnie z obecnym KPRU II na elektrownie zawodowe przypada jedynie 110.791.200 ton CO_2, podczas gdy emisja CO_2 w Polsce w normalnych warunkach szacowana jest na około 120 mln ton rocznie.

Wspomniana powyżej decyzja Komisji Europejskiej ograniczająca liczbę przypadających Polsce nieodpłatnych przydziałów uprawnień do emisji CO2 w drugim okresie rozliczeniowym została w dniu 28 maja 2007 roku zaskarżona przez polski rząd do Sądu Pierwszej Instancji (sprawa T-183/07). W dniu 9 listopada 2007 roku postanowieniem Prezesa Sądu Pierwszej Instancji oddalono wniosek polskiego rządu o zastosowanie środka tymczasowego mającego polegać na zawieszeniu przedmiotowej decyzji Komisji. W dniu 23 września 2009 roku Sąd Pierwszej Instancji orzekł o nieważności zaskarżonej decyzji Komisji Europejskiej, stwierdzając między innymi przekroczenie przez Komisję przysługujących jej uprawnień, polegające na zastąpieniu metody analizy ekonomicznej i danych zawartych w KPRU II własną metodologią i uzyskanymi na jej podstawie danymi. Od przedmiotowego wyroku Komisja Europejska może wnieść odwołanie do Trybunału Sprawiedliwości w terminie dwóch miesięcy od zawiadomienia o orzeczeniu, przy czym odwołanie ograniczone jest do kwestii prawnych. Na dzień Prospektu nie były publicznie dostępne informacje dotyczące wniesienia odwołania przez Komisję Europejską.

Konsekwencją stwierdzenia przez Sąd Pierwszej Instancji nieważności przedmiotowej decyzji Komisji Europejskiej nie jest automatyczne zwiększenie przysługującego Polsce, i co za tym idzie, polskiemu sektorowi elektroenergetycznemu, limitu nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2 do wysokości pierwotnie wnioskowanej. Jednakże, na podstawie publicznie dostępnych informacji można przypuszczać, że rząd polski podejmie negocjacje z Komisją Europejską w przedmiocie przyznania Polsce dodatkowej puli nieodpłatnych uprawnień, której wysokość na dzień Prospektu nie jest znana.

Na dzień Prospektu podział limitów uprawnień do emisji CO_2 na poszczególne sektory w Polsce przedstawia poniższa tabela:

Tabela 6: Podział limitów uprawnień do emisji CO_2 na poszczególne sektory w Polsce

Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień Mg CO_2
1. Elektrownie zawodowe	110.791.200
2. Elektrociepłownie zawodowe	25.391.008
SUMA	**136.182.208**
3. Ciepłownie zawodowe	9.586.386
4. Przemysł rafineryjny	8.058.808
5. Przemysł koksowniczy	2.909.000
6. Hutnictwo żelaza i stali	11.007.651
7. Przemysł wapienniczy	1.809.981
8. Przemysł cementowy	10.849.456
9. Przemysł szklarski	1.854.935
10. Przemysł ceramiczny	713.064
11. Przemysł papierniczy	1.492.088
12. Przemysł cukrowniczy	1.349.992
13. Przemysł chemiczny	4.913.857

Sektor	Przydział średnioroczny uprawnień Mg CO_2
14. Przemysł produkcji materiałów drewnopochodnych	1.071.555
15. Elektrociepłownie przemysłowe	6.004.445
16. Przemysł pozostały	3.161.814
SUMA	**64.783.032**
Razem limit rozdzielony imiennie na instalacje uczestniczące w systemie handlu uprawnieniami	200.965.240
Rezerwa na instalacje nowe w systemie	7.400.054
Pula uprawnień przeznaczonych na realizację projektów JI	150.101
OGÓLNY PRZYDZIAŁ	**208.515.395**

Źródło: KPRU II

Na dzień Prospektu prowadzone były prace legislacyjne mające na celu kompleksowe uregulowanie kwestii emisji gazów cieplarnianych oraz innych substancji do atmosfery oraz zastąpienie obecnie obowiązującej Ustawy o Handlu Uprawnieniami do Emisji. W szczególności kwestie te zostały uregulowane w ustawie z dnia 17 lipca 2009 roku o wspólnotowym systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Ustawa ta określa procedurę obrotu jednostkami przyznanej emisji (AAU, *Assigned Amount Unit*), ustanawia krajowy system zielonych inwestycji (tzw. *Green Investment Scheme*) oraz tworzy m.in. ramy prawne do realizacji projektów typu CDM i JI w ramach mechanizmów elastycznych przewidzianych w Protokole z Kioto (porównaj opis w punkcie 8.3.4. poniżej), a także powołuje do życia krajowy ośrodek bilansowania i zarządzania emisjami („**Krajowy Ośrodek**"). Wykonywanie zadań Krajowego Ośrodka zostało powierzone Instytutowi Ochrony Środowiska w Warszawie. Krajowy Ośrodek będzie prowadził krajową bazę danych dotyczących emisji gazów cieplarnianych i innych substancji oraz krajowy rejestr jednostek Kioto. Do jego zadań będzie należeć także m.in. sporządzanie raportów i prognoz dotyczących wielkości emisji gazów i innych substancji, a także prowadzenie wykazu projektów JI realizowanych na terytorium Polski.

8.3.4. Mechanizmy elastyczne w ramach Protokołu z Kioto

Protokołem z Kioto większość państw uprzemysłowionych zobowiązała się do redukcji gazów cieplarnianych w wysokościach indywidualnie ustanowionych dla poszczególnych sygnatariuszy. Polska do tej pory odnotowała wyższy stopień redukcji gazów cieplarnianych niż deklarowany w ramach Protokołu z Kioto.

Protokół z Kioto wprowadził tzw. mechanizmy elastyczności (*flexible mechanisms*), które mają na celu ułatwić państwom osiągnięcie zakładanych celów redukcji gazów cieplarnianych przy wykorzystaniu mechanizmów rynkowych. Projekty w ramach mechanizmów elastycznych mają na celu zmniejszenie ilości gazów cieplarnianych w atmosferze poprzez ich redukcję, uniknięcie emisji lub działania pochłaniające gazy cieplarniane. Są to w szczególności Mechanizmy Czystego Rozwoju (CDM, *Clean Development Mechanisms*) oraz Wspólne Wdrożenia (JI, *Joint Implementation*); z obu wspomnianych mechanizmów korzystać mogą zarówno podmioty publiczne (w szczególności państwa), jak i prywatne (w szczególności przedsiębiorstwa, których działalności towarzyszy emisja gazów cieplarnianych do atmosfery).

W ramach Mechanizmów Czystego Rozwoju państwa (lub działające na ich terytorium podmioty prywatne), które zobowiązały się w ramach Protokołu z Kioto do wypełnienia zobowiązań redukcyjnych (państwa Aneksu I), mogą wdrożyć w państwach rozwijających się (państwa spoza Aneksu I) projekty inwestycyjne, których celem będzie obniżenie emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Istotne jest przy tym, że każda inwestycja CDM ma przynosić rzeczywiste, wymierne i długofalowe korzyści związane z zapobieganiem zmianom klimatu, będące ponadto korzyściami dodatkowymi w porównaniu z sytuacją, gdyby konkretny projekt nie został zrealizowany. W wyniku realizacji projektu CDM uzyskuje się jednostki poświadczonej redukcji emisji (CER, *Certified Emissions Reductions*), które mogą być następnie przedmiotem obrotu.

Kolejny mechanizm elastyczny, projekty Wspólnych Wdrożeń, umożliwia sygnatariuszom Protokołu z Kioto oraz podmiotom prywatnym dokonanie inwestycji redukujących emisję gazów cieplarnianych w innych państwach rozwiniętych (mechanizm pomiędzy państwami Aneksu I). Projekty Wspólnych Wdrożeń generują dla inwestorów jednostki redukcji emisji (ERU, *Emission Reduction Units*), które mogą być przedmiotem obrotu.

Szczegółowe zasady dotyczące powiązania mechanizmów JI i CDM ze wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji, w tym włączania jednostek CER oraz ERU do tego systemu określone zostały w Dyrektywie 2004/101/WE (Dz.U. UE. L. z 2004 roku, Nr 338, str. 18), zwanej dyrektywą łączącą (*Linking Directive*). W myśl przepisów dyrektywy łączącej Państwa Członkowskie mogą zezwolić prowadzącym instalacje objęte wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji na wykorzystanie CER, począwszy od 2005 roku oraz ERU od roku 2008 w ramach EU ETS. Polska skorzystała z tej możliwości. Na mocy Rozporządzenia Komisji nr 994/2008 z dnia 8 października 2008 roku w sprawie znormalizowanego i zabezpieczonego systemu rejestrów zgodnie z Dyrektywą ETS oraz decyzją nr 280/2004/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 271 z dnia 11 października 2008 roku, s. 3) Wspólnotowy Rejestr Transakcji Unii Europejskiej i Państw Członkowskich (CITL, *Community Independent Transaction Log*) został połączony z Międzynarodowym Rejestrem Transakcji Narodów Zjednoczonych (ITL, *International Transaction Log)*, co znacznie ułatwia transfer jednostek CER oraz ERU i globalne ewidencjonowanie uprawnień do emisji.

Zgodnie z obowiązującymi w Polsce regulacjami liczba jednostek CER i ERU, które prowadzący instalację może wykorzystać do rozliczenia rocznej emisji CO_2, wynosi 10% przydziału uprawnień EUA dla danej instalacji. Niewykorzystana w danym roku liczba jednostek CER i ERU może być wykorzystana do rozliczenia rocznej emisji w kolejnych latach okresu rozliczeniowego.

8.4. Ograniczenia emisji SO_2, NO_x oraz pyłów

Wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych jest istotnym źródłem emisji nie tylko gazów cieplarnianych (głównie CO_2), ale również substancji takich jak SO_2, NO_x oraz pyły. Wymogi prawne w zakresie emisji wymienionych wyżej substancji przez źródła spalania, w tym między innymi jednostki wytwarzające energię elektryczną, zostały przewidziane w dwóch dyrektywach Parlamentu Europejskiego i Rady, tj. w Dyrektywie LCP oraz Dyrektywie 2001/81/WE. Ponadto, kwestie te regulują polskie akty prawne, a w szczególności Prawo Ochrony Środowiska oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 roku w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. z 2005 roku, Nr 260, poz. 2181, z późn. zm.). Obecnie trwają także prace nad ustawą o systemie bilansowania i rozliczania wielkości emisji SO_2 i NO_x dla dużych źródeł spalania (porównaj opis w punkcie 8.3.2. powyżej).

Dyrektywa 2001/81/WE ustala poziomy emisji dla określonych zanieczyszczeń (SO_2, NO_x, lotnych związków organicznych i amoniaku), które poszczególne Państwa Członkowskie mają osiągnąć do 2010 roku. W odniesieniu do emisji SO_2 oraz NO_x Polska, zgodnie z Załącznikiem I do tej dyrektywy, jest zobowiązana osiągnąć do 2010 roku następujące krajowe poziomy emisji tych substancji: (i) 1.397 kiloton SO_2 oraz (ii) 879 kiloton NO_x.

Dyrektywa LCP dotyczy emisji SO_2, NO_x oraz pyłów z dużych obiektów spalania paliw, czyli źródeł, których moc cieplna spalania jest równa lub większa niż 50 MW, niezależnie od rodzaju wykorzystanego paliwa (stałego, płynnego lub gazowego). Dyrektywa wprowadza ograniczenia emisji zanieczyszczeń wytwarzanych przez te obiekty, czego efektem ma być całościowe ograniczenie emisji z sektora energetycznego. Dyrektywa przewiduje, że niektóre istniejące obiekty mogą być wyłączone z obowiązku przestrzegania przewidzianych w niej dopuszczalnych emisji, pod warunkiem złożenia przez operatorów właściwym władzom pisemnej deklaracji (termin składania deklaracji upływał 30 czerwca 2004 roku), że w okresie od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2015 roku obiekt nie będzie działał dłużej niż 20 tys. godzin funkcjonowania.

W związku z tym, iż spełnienie norm określonych w Dyrektywie LCP będzie wiązać się z istotnymi nakładami inwestycyjnymi w sektorze energetycznym, Polska, przystępując do Unii Europejskiej, uzyskała następujące okresy przejściowe:

- od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2015 roku na emisje SO_2;
- od 1 stycznia 2008 roku do 31 grudnia 2017 roku na emisje pyłów; oraz
- od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2017 roku na emisje NO_x;

określone dla indywidualnie oznaczonych instalacji, wskazanych w Załączniku XII do Traktatu Akcesyjnego.

Wśród indywidualnie oznaczonych instalacji Traktat Akcesyjny wymienia również instalacje należące do Istotnych Spółek Zależnych. Wyłączenie w zakresie dopuszczalnych limitów emisji SO_2 stosuje się m.in. do niektórych instalacji w Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów, Elektrowni Dolna Odra, Elektrowni Pomorzany, Elektrowni Szczecin, ZEC Bydgoszcz, EC Gorzów oraz EC Lublin-Wrotków. Natomiast wyłączenie w zakresie dopuszczalnych limitów emisji NO_x stosuje się m.in. do niektórych instalacji w Elektrowni Dolna Odra, Elektrowni Opole oraz ZEC Bydgoszcz. Wyłączenie w zakresie emisji pyłów stosuje się do ZEC Bydgoszcz do dnia 31 grudnia 2010 roku.

Jednak pomimo wprowadzonych okresów przejściowych, Traktat Akcesyjny zawiera ogólne zastrzeżenie, zgodnie z którym emisja SO_2 oraz NO_x ze wszystkich instalacji energetycznych nie może przekroczyć, w latach 2008-2012, następujących limitów:

Tabela 7: Limity dopuszczalnych emisji SO_2 oraz NO_x w latach 2008-2012

	Limity dopuszczalnych emisji w latach 2008-2012 *(w tys. ton rocznie)*		
Rodzaj substancji	**2008**	**2010**	**2012**
SO_2	454	426	358
NO_x	254	251	239

Traktat Akcesyjny nie zawiera podobnych zastrzeżeń w zakresie emisji pyłów.

Zgodnie z danymi zgromadzonymi przez Zespół Krajowego Centrum Inwentaryzacji Emisji, w roku 2007 emisje SO_2 oraz NO_x z procesów spalania w sektorze produkcji i transformacji energii wyniosły, odpowiednio, 795.230 i 298.717,01 ton – z czego wynika, że emisje SO_2 znacznie przekroczyły limity krajowe wiążące Polskę od 2008 roku. Na dzień Prospektu dane za 2008 rok nie zostały opublikowane, natomiast wstępnie szacuje się, że limit emisji SO_2 został przekroczony.

8.5. Efektywne wykorzystanie energii

Większość emisji gazów cieplarnianych na świecie jest wynikiem zużywania energii produkowanej z paliw kopalnych. Zakłada się, że zwiększenie efektywności energetycznej jest najlepszą metodą ograniczenia tej emisji. Osiągnięciu tego celu ma służyć m.in. Dyrektywa 2006/32/WE z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych oraz uchylająca Dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz.U. UE. L. z 2006 roku, Nr 114, str. 64), która zgodnie z założeniami ma zostać implementowana do polskiego systemu prawnego ustawą o efektywności energetycznej (dalej „**Ustawa**"). Termin implementacji Dyrektywy 2006/32/WE do krajowego porządku prawnego minął 17 maja 2008 roku. Projekt Ustawy zakłada wprowadzenie m.in. systemu tzw. białych certyfikatów, tj. mechanizmu pozyskiwania, umarzania i obrotu świadectwami potwierdzającymi przeprowadzenie działań energooszczędnych. Ustawa ma na celu wprowadzenie szeregu rozwiązań

i mechanizmów zwiększających racjonalność wykorzystania energii. Głównym jej celem będzie pełne wdrożenie dyrektyw europejskich w zakresie efektywności energetycznej. Projekt Ustawy zakłada stworzenie katalogu działań, za które przedsiębiorca będzie uzyskiwał daną liczbę certyfikatów. Pozyskanie certyfikatów będzie obowiązkowe dla firm sprzedających energię odbiorcom końcowym, w celu przedłożenia ich Prezesowi URE do umorzenia. Jeśli sprzedawcy nie pozyskają odpowiedniej liczby certyfikatów, których ilość na dany rok będzie określana rozporządzeniem Ministra Gospodarki, będą obciążani karami, czyli opłatą zastępczą. Zakłada się, iż ww. opłata wpływać będzie na rachunek Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Zgodnie z projektem Ustawy przedsiębiorcy będą mieli również możliwość kupna białych certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii, a zatem mechanizm obrotu będzie podobny do uregulowań obowiązujących obecnie w odniesieniu do certyfikatów dotyczących energii ze źródeł odnawialnych (tzw. zielone certyfikaty) i energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z ciepłem (tzw. czerwone lub żółte certyfikaty) (porównaj opis w punkcie 7.1. oraz 7.2. powyżej). Ustawa stanowić będzie także realizację założeń opisanych wyżej regulacji Unii Europejskiej (porównaj opis w punkcie 8.3.2. powyżej), zgodnie z którymi efektywność zużycia energii ma wzrosnąć na poziomie Unii Europejskiej do roku 2020 o 20%. Jednocześnie, w 2016 roku ma zostać osiągnięty etap pośredni w wysokości 9%, co wynika z obowiązków nałożonych na Państwa Członkowskie Dyrektywą 2006/32/WE.

8.6. Gospodarka odpadami

Regulacją o charakterze ramowym w gospodarce odpadami jest Dyrektywa Rady 75/442/EWG z dnia 15 lipca 1975 roku w sprawie odpadów (Dz.U. UE L. z 1975 roku, Nr 194, str. 39). Obecna regulacja zobowiązuje Państwa Członkowskie do zapobiegania powstawaniu odpadów, ograniczania ich ilości i zmniejszania szkodliwości. Przepisy UE znajdują odzwierciedlenie w przepisach prawa polskiego. W Polsce gospodarka odpadami jest regulowana Ustawą o Odpadach. Mają do niej zastosowanie również przepisy Prawa Ochrony Środowiska.

Stosownie do tych przepisów, wytwórca odpadów jest obowiązany do stosowania takich sposobów produkcji lub form usług oraz surowców i materiałów, które zapobiegają powstawaniu odpadów lub pozwalają utrzymać ich ilość na możliwie najniższym poziomie, a także ograniczają negatywne oddziaływanie na środowisko lub zagrożenie zdrowia i życia ludzi. Wytwarzanie odpadów poddane jest jednej z trzech przewidzianych Ustawą o Odpadach form reglamentacji, która zależy od ilości i jakości wytwarzanych odpadów: (i) konieczności uzyskania pozwolenia na wytwarzanie odpadów, (ii) sporządzenia i zatwierdzenia programu gospodarki odpadami niebezpiecznymi, oraz (iii) przedłożenia informacji o wytwarzanych odpadach i sposobach gospodarowania nimi.

8.7. Ochrona wód

Ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej ustanawia Dyrektywa 2000/60/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2000 roku ustanawiająca ramy wspólnotowego działania w dziedzinie polityki wodnej (Dz.U. UE L. z 2000 roku, Nr 327, str. 1), tzw. ramowa dyrektywa wodna. W Polsce przepisy dotyczące ochrony wód i gospodarki wodnej zawarte są w kilku różnych ustawach: ogólne zasady określono w Prawie Ochrony Środowiska, ponadto kwestię ochrony wód regulują – Prawo Wodne oraz Ustawa z dnia 7 czerwca 2001 roku o zbiorowym zaopatrzeniu w wodę i zbiorowym odprowadzaniu ścieków (Dz.U. z 2001 roku, Nr 72, poz. 747).

Szczególnie korzystanie z wód, na przykład w energetyce, wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego. Pozwolenie wodnoprawne wydawane jest w formie decyzji administracyjnej na czas określony, nie dłuższy niż 20 lat, i jest jednym z głównych instrumentów prawnych wykorzystywanych w gospodarce wodnej. Organami właściwymi do wydania pozwolenia wodnoprawnego są starosta, który wykonuje tu zadania z zakresu administracji rządowej lub wojewoda.

Zgodnie z Prawem Wodnym ochrona wód polega na zapewnieniu ich jak najlepszej jakości, w tym na utrzymaniu odpowiedniej ilości wody, tak aby zachowana była równowaga biologiczna oraz utrzymaniu lub przywracaniu określonych w przepisach standardów jakości wody.

8.8. Program Natura 2000

Unijny program Natura 2000 przewiduje ochronę zagrożonych gatunków ptaków, siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt na kontynencie europejskim („**Natura 2000**"). Dyrektywa Rady 79/409/EWG z dnia 2 kwietnia 1979 roku w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz.U. UE. L. z 1979 roku, Nr 103, str. 1, z późn. zm.) oraz Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 roku w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz.U. UE. L. z 1992 roku, Nr 206, str. 7, z późn. zm.) transponowane do polskiego systemu prawnego głównie poprzez Ustawę o Ochronie Przyrody oraz Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 21 lipca 2004 roku w sprawie obszarów specjalnej ochrony ptaków Natura 2000 (Dz.U. z 2004 roku, Nr 229, poz. 2313, z późn. zm.) ustanowiły sieć chronionych obszarów, którą tworzą dwa rodzaje obszarów: (i) obszary specjalnej ochrony ptaków oraz (ii) specjalne obszary ochrony siedlisk.

Obecnie w Polsce istnieje 141 obszarów specjalnej ochrony ptaków. Dodatkowo Rada Ministrów wystąpiła do Komisji Europejskiej o dodatkowe 364 specjalne obszary ochrony siedlisk. Propozycje te zostały rozpatrzone pozytywnie przez Komisję Europejską.

Przedsięwzięcia zlokalizowane na terenie sieci chronionych obszarów lub w jej pobliżu, a także przedsięwzięcia, które mogą mieć znaczący wpływ na obszar Natura 2000 wymagają zatwierdzenia przez organy właściwe do spraw ochrony środowiska. Ich właściciele lub inwestorzy mogą być obowiązani do sporządzenia raportu stanowiącego analizę wpływu inwestycji na środowisko i chronione gatunki. Raport ten jest następnie weryfikowany przez organ właściwy do wydania decyzji środowiskowej, który decyduje, czy zamierzenia inwestycji są zgodne z Naturą 2000, czy też sprzeciwiają się założeniom programu. W przypadku zatwierdzenia projektu przedsięwzięcie będzie podlegać stałemu monitoringowi jego wpływu na środowisko. Jeżeli bowiem monitoring wpływu na środowisko wykaże negatywne oddziaływanie na obszary chronione, działalność takiego przedsięwzięcia może zostać istotnie ograniczona lub zakończona.

9. Inne regulacje

9.1. Przepisy regulujące przekształcenia własnościowe przedsiębiorstw państwowych

Zasady komercjalizacji i prywatyzacji, tzn. przekształcenia przedsiębiorstwa państwowego w spółkę i jej prywatyzacji, określa obecnie Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Przepisy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji mają zastosowanie do znacznej części Istotnych Spółek Zależnych, a w pewnym zakresie także do PGE.

Komercjalizacja polega na przekształceniu przedsiębiorstwa państwowego w spółkę handlową – z ograniczoną odpowiedzialnością lub akcyjną. Komercjalizacji przedsiębiorstwa dokonuje Minister Skarbu Państwa w drodze aktu komercjalizacji, który określa m.in. statut (umowę) spółki, wysokość kapitału zakładowego spółki oraz imiona i nazwiska członków organów pierwszej kadencji. Do spółek powstałych w wyniku komercjalizacji mają zastosowanie przepisy KSH z wyłączeniem jednak przepisów dotyczących przymusowego umorzenia akcji (udziałów) oraz przymusowego wykupu akcji należących do Skarbu Państwa. Prywatyzacja polega na zbywaniu akcji (udziałów) spółek przez Ministra Skarbu Państwa lub na sprzedaży, wniesieniu do spółki lub oddaniu przedsiębiorstwa do odpłatnego korzystania. Przez prywatyzację rozumie się również objęcie akcji w podwyższonym kapitale zakładowym jednoosobowych spółek Skarbu Państwa powstałych w wyniku komercjalizacji przez podmioty inne niż Skarb Państwa lub inne niż państwowe osoby prawne.

Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji zawiera szczegółowe przepisy dotyczące reprezentacji pracowników w radach nadzorczych i zarządach spółek powstałych w wyniku komercjalizacji. W odniesieniu do rad nadzorczych, pracownicy mają prawo wyboru odpowiedniej liczby członków rady nadzorczej w zależności od udziału Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spółki (przykładowo w spółce, w której Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem (wspólnikiem), dwie piąte składu rady nadzorczej stanowią osoby wybrane przez pracowników albo osoby wybrane w jednej piątej przez pracowników i w jednej piątej przez rolników lub rybaków). Natomiast w odniesieniu do zarządów w spółkach powstałych w drodze komercjalizacji, a także po zbyciu przez Skarb Państwa ponad połowy akcji (udziałów) spółki, pracownikom przysługuje prawo wyboru jednego członka zarządu, jeżeli średnioroczne zatrudnienie w spółce wynosi powyżej 500 pracowników.

Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji zapewnia pracownikom spółek powstałych w wyniku komercjalizacji prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji (udziałów) objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania spółki do rejestru handlowego. Bliższe informacje na temat prawa do nieodpłatnego nabywania akcji przez pracowników Grupy PGE zamieszczone są w punkcie 9.3. poniżej.

Z uwagi na fakt, że PGE nie została utworzona na podstawie przepisów o komercjalizacji i prywatyzacji, jedynie niektóre przepisy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji mają do niej zastosowanie. Ponadto, zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji, Emitent został zaliczony do „jednoosobowych spółek Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa", co pociąga za sobą dodatkowo obowiązek stosowania pewnych przepisów tej ustawy. W razie dojścia Oferty do skutku Emitent utraci status „jednoosobowej spółki Skarbu Państwa o szczególnym znaczeniu dla gospodarki państwa". W konsekwencji zakres stosowania Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji do PGE z chwilą dojścia Oferty do skutku ulegnie ograniczeniu. Do najistotniejszych wymogów mających nadal zastosowanie do PGE po przeprowadzeniu Oferty należy zaliczyć: (i) obowiązek powoływania członków Zarządu przez Radę Nadzorczą po przeprowadzeniu postępowania kwalifikacyjnego, oraz (ii) obowiązek uzyskania zgody Rady Nadzorczej na zawarcie umowy darowizny, zwolnienia z długu lub innej niezwiązanej ze statutowym przedmiotem działalności gospodarczej (o ile wartość takiej umowy przekracza 5.000 EUR). Ponadto prywatyzacja PGE wymaga zgody Rady Ministrów, a zbywanie akcji PGE przez Skarb Państwa może nastąpić wyłącznie w trybie określonym w Ustawie o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Ponadto znacząca liczba spółek z Grupy, w tym wiele Istotnych Spółek Zależnych, została utworzona poprzez komercjalizację dawnych przedsiębiorstw państwowych. Tym samym poza przepisami KSH do spółek tych znajdują zastosowanie przepisy szczególne, w tym niektóre przepisy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

9.2. Ustawa o Złotej Akcji

Ustawa o Złotej Akcji określa szczególne uprawnienia Skarbu Państwa oraz zasady ich wykonywania w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego. Z Grupy PGE do spółek o szczególnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego objętych powołaną ustawą należy obecnie wyłącznie PGE. Szczególne uprawnienia Skarbu Państwa wykonywane na podstawie Ustawy o Złotej Akcji dotyczą: (i) prawa wyrażania sprzeciwu wobec określonych czynności lub uchwał podjętych przez organy spółki, oraz (ii) prawa ustanowienia jednego albo dwóch obserwatorów w spółce.

Do czasu, gdy Skarb Państwa bezpośrednio lub pośrednio pozostaje akcjonariuszem (wspólnikiem) w spółce, MSP przysługuje prawo sprzeciwu wobec podjętej przez zarząd uchwały lub innej dokonanej przez zarząd czynności prawnej, której przedmiotem jest rozporządzenie składnikiem mienia spółki podstawowym z punktu widzenia prowadzonej przez nią działalności. Ponadto MSP przysługuje prawo wyrażania sprzeciwu wobec uchwały walnego zgromadzenia (zgromadzenia wspólników) dotyczącej: (i) rozwiązania spółki, (ii) przeniesienia siedziby spółki za granicę, (iii) zmiany przedmiotu przedsiębiorstwa spółki, (iv) zbycia albo wydzierżawienia przedsiębiorstwa lub jego zorganizowanej części oraz ustanowienia na nich ograniczonego prawa rzeczowego. Sprzeciw może być zgłoszony jeżeli istnieje uzasadnione podejrzenie, że uchwała taka narusza porządek publiczny lub bezpieczeństwo publiczne. MSP może także wyrazić sprzeciw w przypadku: zmiany rzeczywiście wykonywanego przedmiotu działalności, a także podjęcia przez organy spółki uchwały przewidującej zmianę przeznaczenia lub zaniechanie eksploatacji podstawowego składnika mienia spółki, jeżeli zagraża to bezpośrednio porządkowi publicznemu lub bezpieczeństwu publicznemu.

Sprzeciw jest wyrażany w formie decyzji administracyjnej, która podlega zaskarżeniu zgodnie z ogólnymi zasadami postępowania administracyjnego. Sprzeciw może być wyrażony w terminie 14 dni od otrzymania przez obserwatora informacji o dokonaniu czynności prawnej, jednak nie później niż w terminie 21 dni roboczych od dokonania tej czynności, przy czym spółka ma obowiązek zawiadomić obserwatora o dokonaniu czynności nie później

niż w ciągu trzech dni. Czynność prawna (uchwała) staje się skuteczna dopiero po upływie terminu do zgłoszenia sprzeciwu, a w razie jego zgłoszenia w terminie, dopiero po jego uchyleniu, stwierdzeniu nieważności lub zmianie decyzji MSP w toku postępowania administracyjnego. Natomiast ostateczna decyzja MSP w sprawie wyrażenia sprzeciwu skutkuje nieważnością czynności prawnej od chwili jej dokonania. Ponadto dana czynność prawna jest nieważna w przypadku braku zawiadomienia w ustawowym terminie MSP o jej dokonaniu.

W spółce, do której zastosowanie mają przepisy Ustawy o Złotej Akcji, właściwy minister może ustanowić jednego albo dwóch obserwatorów. Obserwatorowi przysługuje prawo żądania od organów spółki wszelkich dokumentów oraz wyjaśnień dotyczących spraw, co do których przysługuje prawo wniesienia sprzeciwu.

Do dnia Prospektu w PGE nie został wyznaczony obserwator (lub obserwatorzy) zgodnie z Ustawą o Złotej Akcji.

9.3. Akcje pracownicze w sektorze energetycznym; „konwersja" akcji

Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji przyznaje pracownikom spółek powstałych w wyniku komercjalizacji prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji objętych przez Skarb Państwa w dniu wpisania spółki do rejestru. W celu skorzystania z prawa do nabycia akcji pracownik musi złożyć w terminie sześciu miesięcy od dnia wpisania spółki do rejestru pisemne oświadczenie o zamiarze nabycia akcji, w przeciwnym wypadku pracownik traci to uprawnienie. Prawo to, co do zasady, powstaje w terminie trzech miesięcy od dnia zbycia akcji przez Skarb Państwa i wygasa z upływem kolejnych dwudziestu czterech miesięcy. Liczba akcji, które może nabyć pracownik, zależy zasadniczo od jego okresu zatrudnienia oraz od wysokości średniego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw w okresie sześciu miesięcy poprzedzających zbycie akcji przez Skarb Państwa. Prawo do nieodpłatnego nabycia akcji podlega dziedziczeniu, na warunkach szczegółowo określonych w Ustawie o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Akcje nabyte przez pracowników nie mogą być przedmiotem obrotu przez okres dwóch lat (a w przypadku pracowników będących członkami zarządu – trzech lat) od dnia zbycia akcji przez Skarb Państwa w ramach procesu prywatyzacji. Prawo do nabycia akcji przysługuje również w razie połączenia spółki powstałej w wyniku komercjalizacji z inną spółką, podziału lub przekształcenia spółki lub wniesienia akcji do innej spółki Skarbu Państwa, na zasadach szczegółowo określonych w Ustawie o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Natomiast w przypadku wniesienia 100% akcji należących do Skarbu Państwa w wyniku komercjalizacji do innej spółki jednoosobowej Skarbu Państwa uprawnionym pracownikom przysługuje ekwiwalent w postaci wynagrodzenia należnego z tytułu umorzenia akcji przez spółkę. Ponadto, Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji przewiduje prawo do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji należących do Skarbu Państwa w kapitale zakładowym spółki po zarejestrowaniu obniżenia kapitału zakładowego, w przypadku obniżenia kapitału zakładowego przed dniem zbycia przez Skarb Państwa pierwszych akcji przez Skarb Państwa w ramach prywatyzacji.

W świetle obowiązujących przepisów, uprawnienie do nabycia akcji pracowniczych nie dotyczy akcji Emitenta i pracowników Emitenta, natomiast zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji uprawnienie do nieodpłatnego nabycia akcji przysługuje pracownikom niektórych spółek z Grupy PGE.

Opisane powyżej ogólne zasady nabywania nieodpłatnie akcji przez pracowników zostały istotnie zmodyfikowane w odniesieniu do spółek z sektora elektroenergetycznego. W wyniku realizacji Programu dla elektroenergetyki w Polsce nastąpiła konsolidacja spółek sektora elektroenergetycznego, w wyniku którego powstały cztery grupy energetyczne (PGE, Tauron, Energa i Enea). Przyjęty model konsolidacji kapitałowej zakładał, iż poszczególne spółki konsolidujące będą w przyszłości poddane procesowi prywatyzacji przez zaoferowanie ich akcji należących do Skarbu Państwa w ofercie publicznej. Natomiast spółki konsolidowane (tj. spółki, których akcje były wnoszone do spółek konsolidujących), w których uprawnieni pracownicy posiadają akcje lub uzyskają prawo do otrzymania nieodpłatnie akcji, nie będą podlegały procesom prywatyzacji (ich akcje nie będą zbywane przez Skarb Państwa inwestorom prywatnym, w szczególności na rynku regulowanym). W konsekwencji akcje spółek konsolidowanych będące w posiadaniu uprawnionych pracowników byłyby akcjami o ograniczonej płynności, ze względu na brak obrotu tymi akcjami na rynku regulowanym.

W celu umożliwienia uzyskania przez uprawnionych pracowników spółek konsolidowanych akcji spółek o większej płynności, czyli akcji spółek konsolidujących, poprzez tzw. „konwersję akcji", uchwalona została Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, która weszła w życie w dniu 17 listopada 2007 roku. Ustawa ta, w związku z procesem konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego, normuje tryb nieodpłatnego nabywania akcji przez uprawnionych pracowników lub ich spadkobierców oraz tryb zamiany akcji posiadanych przez uprawnionych akcjonariuszy lub zamiany prawa do ekwiwalentu. Jak zakłada Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, uprawnieni pracownicy spółek konsolidowanych, po wniesieniu przez Skarb Państwa akcji tych spółek do wskazanych spółek konsolidujących, uzyskują w miejsce prawa do nieodpłatnego nabycia akcji danej spółki konsolidowanej lub prawa do ekwiwalentu – prawo do nieodpłatnego otrzymania akcji danej spółki konsolidującej, do której akcje danej spółki konsolidowanej zostały wniesione. Ponadto w przypadku spółek konsolidowanych, których akcje zostały już udostępnione uprawnionym pracownikom, po wniesieniu akcji tych spółek do wskazanych spółek konsolidujących, uprawnieni pracownicy oraz tzw. uprawnieni akcjonariusze spółek konsolidowanych mogą wyrazić wolę zamiany tych akcji ze Skarbem Państwa na akcje tych spółek konsolidujących.

W dniu 12 lutego 2009 roku weszła w życie ustawa z dnia 19 grudnia 2008 roku o zmianie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji i Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących (Dz.U. z 2009 roku, Nr 13, poz. 70). Zgodnie ze znowelizowaną Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, spółką konsolidowaną jest spółka z udziałem Skarbu Państwa, której akcje zostały wniesione na pokrycie kapitału zakładowego spółki konsolidującej, a także spółka powstała w wyniku połączenia takich spółek, oraz spółka powstała w wyniku podziału spółki z udziałem Skarbu Państwa, której akcje zostały wniesione na pokrycie kapitału zakładowego spółki konsolidującej. Ponadto, znowelizowana Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących wprowadziła bardziej elastyczne terminy w odniesieniu do realizacji uprawnień przyznanych w tej ustawie, z uwagi na upływ terminów przewidzianych w poprzednim brzmieniu ustawy. Zgodnie z opisywaną nowelizacją do zamiany akcji spółki konsolidowanej na akcje spółki konsolidującej nie mają zastosowania przepisy Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji w zakresie zakazu obrotu nieodpłatnie nabytymi akcjami przez uprawnionych pracowników.

Lista spółek konsolidowanych objętych przepisami powołanej ustawy obejmuje łącznie 21 spółek z czterech powyższych grup (holdingów) energetycznych, w tym spółek z Grupy PGE, natomiast lista spółek konsolidujących obejmuje dwie spółki z Grupy PGE (PGE Energia oraz PGE GiE) oraz trzy spółki spoza Grupy PGE. Na podstawie Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących pracownicy spółek konsolidowanych z Grupy PGE nabyli zatem prawo do zamiany akcji tych spółek na akcje odpowiednio PGE Energia oraz PGE GiE. Ponadto, ponieważ Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących przewiduje w przyszłości połączenie PGE z PGE GiE oraz z PGE Energia, w wyniku tego połączenia akcjonariusze tych spółek nabędą akcje PGE. Bliższe informacje na temat zasad nabywania akcji PGE Energia oraz PGE GiE, a także akcji PGE (w wyniku połączenia tej spółki z PGE Energia oraz PGE GiE) w ramach opisanego wyżej procesu konwersji akcji, jest zamieszczona w punkcie 4. w Rozdziale XVII Prospektu.

9.4. Prawo Zamówień Publicznych

Udzielanie zamówień publicznych w Polsce reguluje Prawo Zamówień Publicznych, akty wykonawcze do tej ustawy oraz odpowiednie przepisy Prawa Europejskiego.

Przepisy Prawa Zamówień Publicznych mają zastosowanie do części podmiotów z Grupy PGE, w szczególności w przypadku udzielania przez te podmioty tzw. zamówień sektorowych. Za zamówienia sektorowe uznaje się zamówienia udzielane w szczególności w celu wykonywania m.in. jednego z następujących rodzajów działalności: (i) poszukiwania, rozpoznawania lub wydobywania gazu ziemnego, ropy naftowej, węgla brunatnego, węgla kamiennego i innych paliw stałych; lub (ii) tworzenia sieci przeznaczonych do świadczenia publicznych usług związanych z produkcją, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu lub ciepła lub dostarczania energii elektrycznej, gazu albo ciepła do takich sieci lub kierowania takimi sieciami (z zastrzeżeniem pewnych wyjątków określonych w ustawie). Prawo Zamówień Publicznych znajduje zastosowanie do zamówień sektorowych, których wartość jest równa lub przekracza równowartość kwoty 412.000 EUR (dla dostaw lub usług) lub 5.150.000 EUR (dla robót budowlanych). Przepisów Prawa Zamówień Publicznych nie stosuje się natomiast do zamówień sektorowych udzielanych podmiotom z tej samej grupy kapitałowej, o ile spełniają one szczególne warunki określone w ustawie.

Prawo Zamówień Publicznych określa szczegółowo m.in.: (i) tryb udzielania zamówień, (ii) zasady publikowania ogłoszeń o udzielaniu zamówienia, (iii) zasady wyboru ofert oraz (iv) zasady zawierania umów dotyczących zamówienia publicznego. Wykonawca ubiegający się o udzielenie zamówienia może złożyć protest na czynność zamawiającego podjętą w toku postępowania (w tym niekorzystne dla danego wykonawcy rozstrzygnięcie postępowania). Na rozstrzygnięcie protestu wykonawcy przysługuje odwołanie do Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych, a następnie w razie niekorzystnego rozstrzygnięcia, skarga do sądu okręgowego.

Ponadto pewne dodatkowe wymogi obowiązują w przypadku zamówień o największej wartości, udzielanych w tzw. procedurze zaostrzonej (powyżej 10 mln EUR dla dostaw lub usług oraz 20 mln EUR w przypadku robót budowlanych).

9.5. Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach

Zgodnie z Ustawą o Poręczeniach i Gwarancjach ograniczeniom podlega udzielanie poręczeń lub gwarancji przez niebędące bankami oraz zakładami ubezpieczeń następujące podmioty, uprawnione na podstawie odrębnych przepisów do udzielania poręczeń lub gwarancji w ramach powierzonych im zadań publicznych lub w zakresie wykonywanej przez nie działalności gospodarczej: (i) państwowe osoby prawne utworzone w drodze ustawy, (ii) spółki handlowe, w których akcje (udziały) stanowiące własność Skarbu Państwa przekraczają połowę kapitału zakładowego, (iii) spółdzielnie, w których wartość udziałów stanowiących własność Skarbu Państwa przekracza połowę funduszu udziałowego, (iv) osoby prawne, w których akcje (udziały) stanowiące własność Skarbu Państwa lub osób prawnych, o których mowa w lit. (i)-(iii), przekraczają połowę kapitału zakładowego lub funduszu udziałowego, oraz (v) fundacje, w których fundatorami są osoby prawne, o których mowa w lit. (i)-(iii).

Poręczenia i gwarancje udzielane przez powyższe osoby prawne muszą być terminowe i udzielane do kwoty z góry oznaczonej, a dodatkowym warunkiem udzielenia poręczenia lub gwarancji jest ustanowienie przez dłużnika zabezpieczenia na rzecz podmiotu udzielającego poręczenia lub gwarancji, na wypadek roszczeń wynikających z tytułu wykonania obowiązków poręczyciela lub gwaranta. Ponadto osoby prawne wymienione powyżej mogą udzielać poręczenia lub gwarancji do wysokości nie wyższej niż 60% wartości kapitałów (funduszy) własnych, określonych według stanu na koniec roku obrotowego poprzedzającego udzielenie poręczenia lub gwarancji, z zastrzeżeniem że kwota poręczenia lub gwarancji udzielanych za zobowiązania określonego podmiotu nie może przekroczyć 20% wartości tych kapitałów (funduszy). Minister właściwy do spraw finansów publicznych może wyrazić zgodę na udzielanie poręczeń lub gwarancji do wysokości wyższej lub ustalić w inny sposób dopuszczalną łączną wysokość udzielanych poręczeń i gwarancji oraz dopuszczalną wysokość poręczenia lub gwarancji za zobowiązania określonego podmiotu. Osoby prawne, które udzieliły poręczenia lub gwarancji, przekazują ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych półroczne informacje o liczbie i wartości udzielonych poręczeń i gwarancji, aktualnym stanie należności i zobowiązań z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji, podmiotach, na rzecz których oraz za zobowiązania których poręczenia lub gwarancje zostały udzielone, oraz przeznaczeniu kwot objętych poręczeniem lub gwarancją, przebiegu dochodzenia wierzytelności powstałych w związku z wykonaniem udzielonych poręczeń i gwarancji.

9.6. Ustawa o Akcyzie

Energia elektryczna jest wyrobem akcyzowym w rozumieniu przepisów Ustawy o Akcyzie. Sprzedaż energii elektrycznej podlega podatkowi akcyzowemu na zasadach i według stawek podatku określonych w Ustawie o Akcyzie.

W swoich podstawowych założeniach Ustawa o Akcyzie implementuje zasady opodatkowania przewidziane w Dyrektywie energetycznej, tzn. przenosi moment opodatkowania podatkiem akcyzowym energii elektrycznej na moment sprzedaży (wydania) energii elektrycznej nabywcom

końcowym lub na moment jej zużycia przez podatników podatku akcyzowego. Podatnikami akcyzy są obecnie nie tylko podmioty sprzedające energię elektryczną do nabywców końcowych, ale również podmioty niebędące nabywcami końcowymi, które zużywają energię elektryczną (wytwórcy, spółki dystrybucyjne, spółki obrotu hurtowego i detalicznego) w toku własnej działalności gospodarczej, tj. występują w obrocie jako odbiorcy końcowi (konsumenci).

Zgodnie z Ustawą o Akcyzie energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii jest zwolniona od akcyzy (zwolnienie to dokonywane jest na podstawie dokumentu potwierdzającego umorzenie świadectw pochodzenia energii). Ustawa o Akcyzie przewiduje również, że opodatkowaniu akcyzą podlegają wyroby energetyczne przeznaczone do celów opałowych (w tym węgiel, koks, gaz ziemny, klasyfikowane poprzez wskazane w Ustawie o Akcyzie kody CN). Jednakże w okresie do dnia 1 stycznia 2012 roku do węgla i koksu przeznaczonych do celów opałowych ma zastosowanie zwolnienie od akcyzy. Ponadto w okresie do dnia 31 października 2013 roku albo do czasu, gdy udział gazu ziemnego w konsumpcji energii w Polsce osiągnie 25%, Ustawa o Akcyzie zwalnia także od akcyzy gaz ziemny przeznaczony do celów opałowych (jednakże w przypadku, gdy udział gazu ziemnego w konsumpcji energii osiągnie 20%, do dnia 31 października 2013 roku stosuje się stawkę akcyzy stanowiącą 50% stawki określonej w Ustawie o Akcyzie).

9.7. Projekt ustawy o zwrocie nadpłaty w podatku akcyzowym zapłaconym z tytułu sprzedaży energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 28 lutego 2009 roku

W ostatnim okresie Ministerstwo Finansów opublikowało projekt ustawy o zwrocie nadpłaty w podatku akcyzowym, który przewiduje zwrot nadpłaty podatnikowi podatku akcyzowego, który w okresie od 1 stycznia 2006 roku do 28 lutego 2009 roku wyprodukowaną przez siebie, nabytą wewnątrzwspólnotowo albo importowaną energię elektryczną sprzedał podmiotowi, który nie był ostatecznym nabywcą oraz zapłacił z tego tytułu podatek akcyzowy. Jednocześnie zgodnie z projektem nadpłatę zwraca się w wysokości podatku akcyzowego zapłaconego jedynie od sprzedaży części energii elektrycznej stanowiącej straty przesyłowe. Zdaniem Spółki projekt ustawy jest niezgodny z prawem wspólnotowym oraz nie reguluje prawidłowo skutków wynikających z wyroku Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości z dnia 12 lutego 2009 roku (C-475/07) oraz uchwały Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 13 lipca 2009 roku (sygn. I FPS 4/09). Nie można jednak wykluczyć, iż wejście w życie przepisów ustawy w brzmieniu zgodnym z treścią powołanego projektu będzie mieć istotny wpływ na podmioty ubiegające się o zwrot nienależnie pobranej akcyzy, w tym podmioty z Grupy PGE.

9.8. Służebność przesyłu

Służebność przesyłu została wprowadzona do KC w sierpniu 2008 roku, w celu uregulowania stosunków prawnych dotyczących urządzeń przesyłowych pomiędzy przedsiębiorcami przesyłowymi a właścicielami nieruchomości, na których znajdują się takie urządzenia, oraz w celu ułatwienia dalszych inwestycji w sieci przesyłowe, gdyż służebność taka może być ustanowiona także w odniesieniu do urządzeń dopiero planowanych. Służebność przesyłu określa zakres, w jakim przedsiębiorca przesyłowy może korzystać z cudzej nieruchomości, na której znajdują się (lub mają się znajdować) jego urządzenia przesyłowe – wszelkie konstrukcje i instalacje tworzące linie do doprowadzania i odprowadzania płynów, pary, gazu, energii elektrycznej oraz inne urządzenia o podobnym przeznaczeniu. Źródłem służebności przesyłu powinna być umowa zawarta w formie aktu notarialnego między przedsiębiorcą przesyłowym a właścicielem gruntu, na którym są lub mają zostać zainstalowane urządzenia przesyłowe. Powinna ona szczegółowo określać zakres czynności, które przedsiębiorca przesyłowy może wykonywać w stosunku do nieruchomości, a tym samym, jakie działania przedsiębiorcy w stosunku do nieruchomości jej właściciel powinien znosić. W szczególności, w umowie powinny być ustalone wysokość i zasady płatności ewentualnego wynagrodzenia, chociaż przepisy nie przesądzają, że w przypadku umownego ustanowienia takiej służebności musi ono zostać dokonane odpłatnie. Na przedsiębiorstwa przesyłowe może zostać nałożony obowiązek wykupu nieruchomości zajętej przez urządzenia elektroenergetyczne przy spełnieniu przesłanek wynikających z przepisu art. 231 KC lub obowiązek wypłaty właścicielowi odszkodowania. Kwestia ta ma podstawowe znaczenie dla przedsiębiorstw przesyłowych, w tym spółek z Grupy PGE. Ceny usług świadczonych przez te przedsiębiorstwa mają bowiem charakter cen regulowanych ustalanych przez odpowiednie organy administracyjne. Z drugiej strony ponoszone przez nie koszty funkcjonowania, w tym również ewentualne wynagrodzenia z tytułu ustanawiania służebności przesyłu, ustalane będą w warunkach wolnorynkowych.

9.9. Ustawa o podatkach lokalnych – podatek od nieruchomości

Zgodnie z art. 2 ust. 1 Ustawy o Podatkach Lokalnych opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają nieruchomości lub obiekty budowlane takie jak grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Zgodnie z art. 1a ust. 1 pkt 2 Ustawy o Podatkach Lokalnych budowla to obiekt budowlany w rozumieniu przepisów prawa budowlanego niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, a także urządzenie budowlane w rozumieniu przepisów prawa budowlanego związane z obiektem budowlanym, które zapewnia możliwość użytkowania obiektu zgodnie z jego przeznaczeniem. Podstawę opodatkowania budowli podatkiem od nieruchomości stanowi ich wartość w księgach podatkowych podatnika, stanowiąca podstawę naliczania amortyzacji dla celów podatkowych, bez uwzględnienia odpisów amortyzacyjnych. Wartość ta jest określona w przepisie art. 16g Ustawy PDOP, w przypadku odpłatnego nabycia środka trwałego jest to zgodnie z art. 16g ust. 1 pkt 1 cena nabycia. Stawka podatku od nieruchomości od tak ustalonej podstawy opodatkowania w odniesieniu do budowli nie może przekroczyć 2%.

Organy podatkowe (tj. zgodnie z art. 1c Ustawy o Podatkach Lokalnych, odpowiednio wójtowie, burmistrzowie, prezydenci miast) interpretują powyższe przepisy w taki sposób, że uznają, iż fundamenty będące częścią budowli zlokalizowanych w budynkach oraz niektóre urządzenia techniczne, które nie powstały w ramach procesu budowlanego i nie są trwale związane z gruntem, ale zostały jedynie posadowione na fundamentach lub znajdują się w budynkach stanowiących odrębny przedmiot opodatkowania podatkiem od nieruchomości powinny być opodatkowane odrębnie niezależnie od tego, że już opodatkowane zostały budynki lub budowle, w których takie obiekty się znajdują. Stanowisko

organów podatkowych skutkuje opodatkowaniem wielu obiektów budowlanych oraz wielu różnorakich składników majątkowych z nimi związanych, które nie posiadają statusu odrębnego obiektu budowlanego. Spór dotyczy także tego, czy poszczególne składniki lub zespoły składników majątkowych stanowią faktycznie elementy składowe i wyposażenie techniczne istniejących budynków lub budowli, będących w posiadaniu podatnika, czy też stanowią samoistny przedmiot opodatkowania. W konsekwencji sporne jest przyjmowanie przez organy podatkowe do podstawy opodatkowania w kategorii budowle wyodrębnionych w ewidencji środków trwałych podatnika składników majątkowych, stanowiących w rzeczywistości urządzenia i instalacje techniczne, oraz maszyny i urządzenia (w tym wyposażenie), które składają się na całość techniczno-użytkową, nie stanowiącą odrębnych budowli w rozumieniu przepisów prawa.

W ramach toczących się wobec niektórych spółek z Grupy (ZEDO, Elektrownia Turów, Elektrownia Bełchatów i Elektrownia Opole) postępowań organy konsekwentnie uznają, że spółki te miały obowiązek zapłacić podatek od nieruchomości od obiektów klasyfikowanych przez te organy jako „budowle", a znajdujących się wewnątrz budynków lub innych podobnych obiektów, będących faktycznie urządzeniami i instalacjami lub innymi obiektami nie będącymi w ocenie spółek budowlami podlegającymi opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości. Jak wskazano w punkcie 1.4.6. Rozdziału II Prospektu, jest to obszar już obecnie toczących się, jak i przyszłych, potencjalnych sporów z organami podatkowymi. Emitent oczekuje również rozstrzygnięcia przez Trybunał Konstytucyjny skargi konstytucyjnej dotyczącej tej spornej kwestii.

9.10. Przepisy o ochronie konkurencji i konsumentów

Działalność przedsiębiorstw w sektorze elektroenergetycznym i sektorze wydobycia węgla podlega również nadzorowi i kontroli innych organów państwowych, w szczególności Prezesa UOKiK w zakresie polityki antymonopolowej oraz polityki ochrony konsumentów.

Zgodnie z Ustawą o Ochronie Konkurencji i Konsumentów, zadaniem Prezesa UOKiK jest m.in. kontrola koncentracji przedsiębiorców, czyli wszelkich form bezpośredniego lub pośredniego uzyskania uprawnień, które osobno albo łącznie, przy uwzględnieniu wszystkich okoliczności prawnych lub faktycznych, umożliwiają wywieranie decydującego wpływu na określonego przedsiębiorcę lub przedsiębiorców. Obowiązek zgłoszenia zamiaru koncentracji znajdzie m.in. zastosowanie w przypadku zamiaru przejęcia – przez nabycie lub objęcie akcji bądź innych papierów wartościowych lub w jakikolwiek inny sposób – bezpośredniej lub pośredniej kontroli nad jednym lub więcej przedsiębiorcami przez jednego lub więcej przedsiębiorców. Prezes UOKiK wydaje zgodę na koncentrację, w wyniku której konkurencja na rynku nie zostanie istotnie ograniczona, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku, bądź decyduje o zakazie koncentracji. Prezes UOKiK może również zezwolić na koncentrację pod pewnymi warunkami, m.in. zbycia całości lub części majątku jednego lub kilku przedsiębiorców, zbycia części udziałów. Ustawa pozwala ponadto na wydanie przez Prezesa UOKiK zgody na dokonanie koncentracji, w wyniku której konkurencja na rynku zostanie istotnie ograniczona, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku, jeżeli jest to uzasadnione, a w szczególności koncentracja przyczyni się do rozwoju ekonomicznego lub postępu technicznego, albo może wywrzeć pozytywny wpływ na gospodarkę narodową.

Zadaniem Prezesa UOKiK jest również przeciwdziałanie stosowaniu przez przedsiębiorców praktyk ograniczających konkurencję (tj. porozumień ograniczających konkurencję oraz nadużywania pozycji dominującej). W przypadku stwierdzenia stosowania takich praktyk Prezes UOKiK może nakazać ich zaprzestanie oraz zastosować sankcje pieniężne, których wysokość może być znaczna (do 10% przychodu osiągniętego w roku poprzedzającym rok nałożenia kary).

Kompetencje Prezesa UOKiK w zakresie ochrony zbiorowych interesów konsumentów polegają na wydawaniu decyzji zakazujących stosowania praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów, takich jak stosowanie niedozwolonych postanowień wzorców umów, niedopełnienie obowiązku udzielania konsumentom rzetelnej, prawdziwej i pełnej informacji, czyny nieuczciwej konkurencji i nieuczciwe praktyki rynkowe.

Szczególne przepisy dotyczące ochrony konsumentów zawarte są również w innych ustawach, w szczególności KC, ustawie z dnia 2 marca 2000 roku o ochronie niektórych praw konsumentów oraz odpowiedzialności za szkodę wyrządzoną przez produkt niebezpieczny (Dz.U. z 2000 roku, Nr 22, poz. 271, z późn. zm.), ustawie z dnia 23 sierpnia 2007 roku o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym (Dz.U. z 2007 roku, Nr 171, poz. 1206), ustawie z dnia 12 grudnia 2003 roku o ogólnym bezpieczeństwie produktów (Dz.U. z 2003 roku, Nr 229, poz. 2275, z późn. zm.). Na podstawie tych przepisów konsumentom przysługują pewne szczególne uprawnienia, w porównaniu do podmiotów, które nie mają statusu konsumentów. W szczególności umowy z konsumentami należy formułować w sposób jasny. Wszelkie niejasności są interpretowane na korzyść konsumenta. Niektóre zachowania przedsiębiorców wobec konsumentów są uważane za nieuczciwe praktyki rynkowe i są zakazane (ich katalog zawiera ustawa o przeciwdziałaniu nieuczciwym praktykom rynkowym). Niektóre klauzule umowne są uznawane za naruszające interesy konsumenta (ich przykładową listę zawiera art. 385^3 KC). Klauzule takie, jeżeli są nieuzgodnione indywidualnie z konsumentem, nie wiążą go, jeśli kształtują jego prawa lub obowiązki w sposób sprzeczny z dobrymi obyczajami, rażąco naruszając jego interesy.

IX. KAPITALIZACJA I ZADŁUŻENIE

1. Oświadczenie o wysokości kapitału obrotowego

Oświadczamy, iż w ocenie Spółki, poziom kapitału obrotowego Grupy PGE (w ujęciu skonsolidowanym) jest wystarczający dla pokrycia bieżących potrzeb oraz prowadzenia działalności w okresie co najmniej 12 miesięcy następujących po dniu Prospektu. Emitent potwierdza, że w swym oświadczeniu o kapitale obrotowym uwzględnił wydatki związane z odpowiednią częścią programu inwestycyjnego przypadającą na okres objęty tym oświadczeniem.

2. Kapitalizacja i zadłużenie

Poniższa tabela przedstawia, według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku oraz na dzień 30 czerwca 2009 roku, skonsolidowaną kapitalizację oraz poziom zadłużenia Grupy PGE. Dla potrzeb zestawienia przyjęto kwoty należności i zobowiązań podlegających oprocentowaniu.

Informacje zamieszczone poniżej powinny być odczytywane i interpretowane razem z zamieszczonymi w Prospekcie skonsolidowanymi historycznymi informacjami finansowymi zawartymi w Rozdziale XXIX oraz innymi informacjami finansowymi zawartymi w Prospekcie dotyczącymi kapitalizacji i zadłużenia Grupy PGE.

Tabela 1: Skonsolidowana kapitalizacja oraz poziom zadłużenia Grupy PGE na dzień 31 sierpnia 2009 roku oraz 30 czerwca 2009 roku

W mln PLN	31 sierpnia 2009	30 czerwca 2009
Kapitalizacja i zadłużenie Grupy PGE		
Zadłużenie krótkoterminowe ogółem (1)	**1.454,1**	**1.371,7**
Zadłużenie długoterminowe ogółem (z wyłączeniem bieżącej części zadłużenia długoterminowego) (1)	**4.906,9**	**5.089,3**
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszowi jednostki dominującej)	**23.978,9**	**23.550,6**
Kapitał podstawowy	14.705,8	14.705,8
Kapitał z aktualizacji wyceny aktywów finansowych	27,9	27,9
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	0,0	0,0
Kapitał zapasowy	2.144,4	2.144,4
Pozostałe kapitały rezerwowe	-	-
Zyski zatrzymane	7.100,8	6.672,5
Kapitalizacja i zadłużenie razem	**30.339,9**	**30.011,6**
A. Środki pieniężne (2)	174,3	94,2
B. Ekwiwalenty środków pieniężnych	1.796,1	2.125,3
C. Papiery wartościowe przeznaczone do obrotu i dostępne do sprzedaży (3)	73,3	73,7
D. Płynność (A) + (B) + (C)	**2.043,7**	**2.293,2**
E. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności oraz pożyczki i należności (4)	**72,8**	**61,4**
F. Krótkoterminowe zadłużenie w bankach oraz bieżąca część zadłużenia długoterminowego (5)	1.453,0	1.370,6
G. Inne krótkoterminowe zadłużenie finansowe	1,1	1,1
H. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe (F) + (G)	**1.454,1**	**1.371,7**
I. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe netto (H) - (D) - (E).	**(662,4)**	**(982,9)**
J. Długoterminowe kredyty i pożyczki bankowe	4.109,6	4.192,7
K. Wyemitowane obligacje	796,4	895,6
L. Inne długoterminowe kredyty, pożyczki lub inne zobowiązania (6)	0,9	1,0
M. Długoterminowe zadłużenie finansowe netto (J) + (K) + (L)	**4.906,9**	**5.089,3**
N. Zadłużenie finansowe netto (I) + (M)	**4.244,5**	**4.106,4**

Uwagi

1 *Z wyłączeniem pozostałych zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu*

2 *Z wyłączeniem 78,9 mln PLN na dzień 31 sierpnia 2009 roku oraz 75,5 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania dotyczących głównie Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego*

3 *Obejmuje akcje notowane na aktywnych rynkach, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz nabyte obligacje, weksle, bony i jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa przeznaczone do obrotu*

4 *Obejmuje krótkoterminowe nabyte obligacje, weksle, bony klasyfikowane jako inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności, nabyte obligacje, weksle i bony, pożyczki udzielone i lokaty i depozyty klasyfikowane jako pożyczki i należności*

5 *Obejmuje kredyty i obligacje*

6 *Obejmuje zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu*

* Dane finansowe na dzień 31 sierpnia 2009 roku zawarte w powyższej tabeli są niezaudytowane i nie podlegały przeglądowi. Zostały sporządzone przez Emitenta na podstawie pewnych uproszczeń dotyczących konsolidacji niektórych podmiotów zależnych, których wpływ na skonsolidowane sprawozdania finansowe jest niematerialny. Na podstawie analizy jednostkowych danych księgowych na dzień 31 sierpnia 2009 roku tych jednostek Emitent potwierdził ich niematerialność dla sprawozdań skonsolidowanych Emitenta i użył jednostkowych zaudytowanych danych na dzień 30 czerwca 2009 roku dla tych jednostek

** Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Jako zabezpieczenia spłaty swojego zadłużenia Spółka oraz spółki Grupy PGE stosują wiele form zabezpieczeń (w tym ich kombinacje). Do najczęstszych należą umowy przelewu wierzytelności na zabezpieczenie, weksle, oświadczenia o poddaniu się egzekucji, pełnomocnictwa do dysponowania rachunkami bankowymi. W Elektrowni Bełchatów ustanowiona została także hipoteka kaucyjna na nieruchomości Elektrowni Bełchatów oraz zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy ruchomych i zbywalnych praw majątkowych – bloku 858 MW budowanym w Elektrowni Bełchatów. Na dzień 31 sierpnia 2009 roku wartość bilansowa aktywów stanowiąca zabezpieczenie w formie hipoteki kaucyjnej w Elektrowni Bełchatów wynosiła 3.144,7 mld PLN (porównaj opis w punkcie 15.2.2. w Rozdziale XIII oraz w punkcie 4.4. w Rozdziale XIV Prospektu). Spłaty zadłużenia są zabezpieczone także zastawem na majątku trwałym, cesją praw z umowy na wieloletnie dostawy węgla, umowami gwarancyjnymi oraz przewłaszczeniem na zabezpieczenie, w tym przewłaszczeniem na zabezpieczenie zapasów węgla.

Na dzień 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2008 roku, 30 czerwca 2009 roku oraz 31 sierpnia 2009 roku, aktywa o następującej wartości stanowiły zabezpieczenia spłaty zobowiązań lub zobowiązań warunkowych:

Tabela 2: Wartość bilansowa aktywów stanowiąca zabezpieczenie spłaty zobowiązań na dzień 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku, 31 grudnia 2008 roku, 30 czerwca 2009 roku oraz 31 sierpnia 2009 roku

Wartość bilansowa aktywów stanowiąca zabezpieczenie spłaty zobowiązań na dzień

	31.08.2009	30.06.2009	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2006
Rzeczowe aktywa trwałe(1)	3.957.527	3.551.995	2.995.274	1.107.420	828.792
Zapasy	15.000	15.000	15.000	13.000	12.600
Należności z tytułu dostaw i usług(2)	356.456	347.088	368.107	282.620	279.121
Środki pieniężne	5.101	17.753	9.986	2.408	7.782
Inne aktywa	-	-	-	14.819	46.064
Razem wartość aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań finansowych	**3.974.084**	**3.931.836**	**3.388.367**	**1.420.267**	**1.174.359**

(1) W tym użytkowane na podstawie umów leasingu finansowego. (2) W tym objęte zastawem lub cesją wierzytelności.

* Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku niezbadane

** Dane na dzień 30 czerwca 2009 roku na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

*** Dane na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Na dzień 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2007 roku Grupa PGE posiadała również ustanowione hipoteki kaucyjne na działkach użytkowanych na podstawie prawa wieczystego użytkowania gruntów otrzymanych na mocy decyzji administracyjnych przez EC Lublin-Wrotków, które nie są wykazywane w skonsolidowanym bilansie Grupy sporządzonym wg MSSF. Maksymalna wartość obciążenia z tego tytułu na te dni wynosiła 789 milionów PLN a wartość zobowiązania 161 mln PLN. Na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz 30 czerwca 2009 roku Grupa PGE nie posiadała innych aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań, które nie były wykazywane w skonsolidowanym bilansie Grupy sporządzonym według MSSF.

Spółka otrzymała oceny potwierdzające wiarygodność kredytową związaną z inwestowaniem w jej papiery dłużne. W dniu 2 września 2009 roku PGE opublikowała informacje na temat ratingów otrzymanych od agencji ratingowych Moody's Investors Service oraz Fitch Ratings. PGE otrzymała od Agencji Moody's Investors Service długoterminowy rating podmiotu (long-term issuer rating) na poziomie „A3", natomiast Fitch Ratings przyznał Emitentowi długoterminowy rating podmiotu w walucie krajowej i zagranicznej (long-term foreign and local currency issuer default ratings, IDRs) na poziomie „BBB+", a niezabezpieczonemu zadłużeniu Spółki w walucie krajowej i zagranicznej rating na poziomie „A-" (foreign and local currency senior unsecured ratings). Perspektywy obu ratingów podmiotu są stabilne. Według Zarządu brak jest ograniczeń w wykorzystywaniu zasobów kapitałowych, które miały lub które mogłyby mieć bezpośrednio lub pośrednio istotny wpływ na działalność operacyjną Emitenta, innych niż opisanych w punkcie 1.3.7. w Rozdziale II Prospektu. W zakresie opisanego w ww. punkcie sporu Emitent zamierza doprowadzić do podpisania odpowiedniego porozumienia między Emitentem a bankami.

3. Zadłużenie pośrednie i warunkowe

Z wyjątkiem informacji wskazanych w Nocie 39 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy PGE za okres zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku według MSSF, Grupa PGE nie poręczała ani nie gwarantowała spłaty zadłużenia innego podmiotu spoza Grupy PGE. W związku z powyższym Grupa PGE posiada zadłużenie warunkowe jak w tabeli poniżej.

Tabela 3: Zobowiązania warunkowe Grupy PGE na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 31 sierpnia 2009 roku

	31.08.2009 w tys. PLN	**30.06.2009 w tys. PLN**
Poręczenie spłaty kredytu	250	250
Opcje nabycia udziałów	-	-
Zobowiązania z tytułu gwarancji bankowych	149	348
Poręczenie spłaty gwarancji bankowych udzielone	220	-
Zobowiązania z tytułu pozwów sądowych	7.095	7.095
Odszkodowania w zakresie bezumownego korzystania z nieruchomości	9.717	10.301
Inne zobowiązania warunkowe	98.946	99.050
Razem zobowiązania warunkowe	**116.377**	**117.044**

* Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku niezbadane

** Dane na dzień 30 czerwca 2009 roku na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Poza powyższym, w zakresie zobowiązań pośrednich, na dzień 31 sierpnia 2009 roku Grupa PGE zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie 3.708,1 mln PLN. Kwota ta przeznaczona będzie na modernizację majątku jednostek Grupy PGE oraz zakup maszyn i urządzeń. Największą inwestycją jest budowa bloku 858 MW realizowana przez Elektrownię Bełchatów. Wynagrodzenie za realizację umowy według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku wynosiło 2.123.510.571,67 PLN i 422.094.932,29 EUR.

X. WYBRANE HISTORYCZNE SKONSOLIDOWANE INFORMACJE FINANSOWE GRUPY

Tabele poniżej przedstawiają wybrane skonsolidowane dane finansowe na wskazane w nich dni i za zakończone w tych dniach okresy. Wybrane skonsolidowane dane finansowe na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku oraz za lata zakończone w tych dniach pochodzą ze zbadanych rocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy PGE sporządzonych zgodnie z MSSF. Skonsolidowane dane finansowe na dzień 30 czerwca 2008 i 2009 roku oraz za okres sześciu miesięcy zakończony w tych dniach pochodzą z niezbadanych śródrocznych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy PGE sporządzonych zgodnie z MSSF. Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy PGE za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku podlegało przeglądowi biegłego rewidenta.

Wybrane skonsolidowane dane finansowe zawarte w tabelach poniżej należy rozpatrywać łącznie z rocznymi oraz śródrocznymi skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi Grupy PGE sporządzonymi zgodnie z MSSF oraz informacjami dodatkowymi zawartymi w tych sprawozdaniach finansowych, włączonymi do Prospektu (porównaj informacje w Rozdziale XXIX Prospektu).

1. Wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 i 2009 roku według MSSF

Tabela 1: Wybrane dane ze skonsolidowanego rachunku zysków i strat za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 i 2009 roku według MSSF

w tys. PLN	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	2008	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(niezbadane)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Działalność kontynuowana					
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy	10.274.686	10.485.968	19.738.891	23.571.840	24.849.243
Podatek akcyzowy	(328.779)	(538.207)	(1.093.457)	(1.056.550)	(1.098.200)
Przychody pozostałe	1.154.181	741.434	1.952.323	575.368	592.970
Przychody ze sprzedaży	**11.100.088**	**10.689.195**	**20.597.757**	**23.090.658**	**24.344.013**
Koszt własny sprzedaży	(7.013.353)	(8.102.661)	(15.552.433)	(19.041.023)	(20.838.374)
Zysk brutto ze sprzedaży	**4.086.735**	**2.586.534**	**5.045.324**	**4.049.635**	**3.505.639**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	36,8%	24,2%	*24,5%*	*17,5%*	*14,4%*
Pozostałe przychody operacyjne	126.268	112.260	747.124	572.441	476.916
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(652.659)	(519.193)	(909.844)	(1.058.272)	(524.379)
Koszty ogólnego zarządu	(444.444)	(413.068)	(987.537)	(948.454)	(825.469)
Pozostałe koszty operacyjne	(203.179)	(200.879)	(632.772)	(481.036)	(310.005)
Przychody finansowe	189.915	282.522	505.120	630.898	492.012
Koszty finansowe	(357.232)	(346.172)	(836.441)	(1.026.851)	(815.492)
Udział w zysku jednostek stowarzyszonych	129.758	53.726	238.561	239.156	197.957
Zysk brutto	**2.875.162**	**1.555.730**	**3.169.535**	**1.977.517**	**2.197.179**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	25,9%	14,6%	*15,4%*	*8,6%*	*9,0%*
Podatek dochodowy	(569.195)	(335.607)	(499.288)	948.111	(395.163)
Zysk netto z działalności kontynuowanej	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**2.925.628**	**1.802.016**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	20,8%	11,4%	*13.0%*	*12,7%*	*7,4%*
Działalność zaniechana					
Zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej			-	1.845.284	284.256
Zysk netto	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**4.770.912**	**2.086.272**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	20,8%	11,4%	*13,0%*	*20,7%*	*8,6%*
Zysk netto przypisany:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.794.655	931.866	1.920.171	3.967.881	1.722.636
akcjonariuszom mniejszościowym	511.312	288.257	750.076	803.031	363.636
EBITDA *	**4.208.396**	**2.900.243**	**5.846.518**	**4.743.049**	**4.913.207**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	37,9%	27,1%	*28,4%*	*20,5%*	*20,2%*
EBIT	**2.912.721**	**1.565.654**	**3.262.295**	**2.134.314**	**2.322.702**
% przychodów ze sprzedaży ogółem	26,2%	14,6%	*15,8%*	*9,2%*	*9,5%*

Źródło: Emitent

***** W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

2. Przedstawienie wpływu zaktualizowanego MSR 1 na prezentowane skonsolidowane wyniki finansowe

W dniu 1 stycznia 2009 roku wszedł w życie zaktualizowany MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych". Stosownie do wprowadzonych regulacji Grupa ujawnia w skonsolidowanym sprawozdaniu z całkowitych dochodów pozycje tzw. „innych dochodów", prezentowanych dotychczas jedynie w skonsolidowanym sprawozdaniu ze zmian w kapitałach własnych. Poniżej przedstawiono wpływ zaktualizowanego MSR 1 na poszczególne okresy sprawozdawcze.

Tabela 2: Elementy sprawozdania z całkowitych dochodów za poszczególne okresy sprawozdawcze

w tys. PLN	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	2008	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)	(niezbadane)
Zysk netto	**2.305.967**	**1.220.123**	**2.670.247**	**4.770.912**	**2.086.272**
Inne dochody z tytułu					
Wyceny aktywów finansowych dostępnych do sprzedaży	(3.007)	7.114	30 138	(1.445)	4.046
Przeszacowania aktywów jednostek stowarzyszonych	41	-	-	-	-
Wyceny jednostki działającej za granicą	1.350	(765)	49	(1.319)	(73)
Inne dochody za okres obrotowy, netto	**(1.616)**	**6.349**	**30.187**	**(2.764)**	**3.973**
Łączne całkowite dochody	**2.304.351**	**1.226.472**	**2.700.434**	**4.768.148**	**2.090.245**
Zysk netto przypisany:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.794.655	931.866	1.920.171	3.967.881	1.722.636
akcjonariuszom mniejszościowym	511.312	288.257	750.076	803.031	363.636
Łączne całkowite dochody przypisane:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.793.801	935.116	1.937.740	3.965.257	1.724.936
akcjonariuszom mniejszościowym	510.550	291.356	762.694	802.891	365.309

Źródło: Emitent

3. Wybrane skonsolidowane dane bilansowe za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku według MSSF

Tabela 3: Wybrane skonsolidowane dane bilansowe za lata 2008, 2007 i 2006 oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku według MSSF

w tys. PLN	30 czerwca	31 grudnia		
	2009	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
AKTYWA				
Aktywa trwałe, w tym:	**41.239.052**	**40.701.211**	**38.419.917**	**47.169.482**
Rzeczowe aktywa trwałe	38.173.623	37.811.569	36.282.606	35.490.732
Aktywa obrotowe, w tym:	**6.957.437**	**6.487.592**	**6.886.286**	**7.816.059**
Zapasy	1.226.177	1.127.965	798.917	747.142
Należności z tytułu dostaw i usług	1.823.613	1.792.607	2.335.199	2.403.458
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2.294.978	2.140.837	2.726.378	3.310.154
Aktywa grupy zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	**3.309**	**3.458**	**3.147**	**2.361**
SUMA AKTYWÓW	**48.199.798**	**47.192.261**	**45.309.350**	**54.987.902**

w tys. PLN	30 czerwca	31 grudnia		
	2009	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
PASYWA				
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszowi jednostki dominującej) ogółem....	**23.550.591**	**22.809.657**	**21.252.414**	**27.301.840**
Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych	**7.742.827**	**7.365.921**	**8.168.035**	**7.414.617**
Kapitał własny ogółem	**31.293.418**	**30.175.578**	**29.420.449**	**34.716.457**
Zobowiązania długoterminowe, w tym:	**10.371.618**	**9.519.888**	**10.469.824**	**14.157.402**
Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki.....	5.088.248	4.470.791	5.739.395	6.856.089
Rezerwy.....	2.938.700	2.924.503	2.807.271	2.761.280
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego.....	1.290.349	1.089.148	1.013.961	2.168.120
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	1.044.033	1.019.972	901.741	802.425
Zobowiązania krótkoterminowe, w tym:	**6.534.762**	**7.496.795**	**5.419.077**	**6.114.043**
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług	828.419	1.012.111	1.553.996	1.634.836
Bieżąca część oprocentowanych kredytów bankowych i pożyczek.....	1.370.595	3.038.077	1.312.089	1.608.675
Pozostałe zobowiązania finansowe.....	322.578	628.452	520.251	360.439
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	2.099.683	1.026.261	1.073.028	997.182
Zobowiązania razem	**16.906.380**	**17.016.683**	**15.888.901**	**20.271.445**
SUMA PASYWÓW	**48.199.798**	**47.192.261**	**45.309.350**	**54.987.902**

Źródło: Emitent

4. Wybrane skonsolidowane dane finansowe z rachunku przepływów pieniężnych wg MSSF

Tabela 4: Wybrane skonsolidowane dane finansowe z rachunku przepływów pieniężnych wg MSSF

	Za okres 6 miesięcy zakończony 30 czerwca		Za lata zakończone 31 grudnia		
	2009	2008	2008	2007	2006
	(po przeglądzie)	(niezbadane)	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej ...	3.459.100	2.415.505	5.386.580	5.683.391	5.584.490
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej .	(1.974.368)	(1.374.259)	(5.444.485)	(3.511.478)	(2.571.977)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej.....	(1.327.311)	(1.617.522)	(528.285)	(2.761.218)	(1.686.413)
Środki pieniężne na początek okresu.....	2.137.316	2.723.507	2.723.507	3.312.812	1.986.712
Środki pieniężne na koniec okresu, w tym	2.294.737	2.147.231	2.137.317	2.723.507	3.312.812
O ograniczonej możliwości dysponowania	75.511	58.503	69.683	51.299	39.567

Źródło: Emitent

Zwraca się uwagę, iż w okresie objętym skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi Grupa PGE podlegała istotnym przekształceniom. W szczególności należy mieć na uwadze, iż powstanie Grupy PGE zostało rozliczone metodą łączenia udziałów, w związku z czym prezentowane dane finansowe za lata 2006-2008 obejmują całość działalności Grupy w jej obecnym kształcie, tak jakby Grupa PGE istniała już w dniu 1 stycznia 2006 roku. W związku z powyższym dane finansowe obejmują również okres, w którym spółki obecnie należące do Grupy PGE nie były zależne od Emitenta. Bliższe informacje na ten temat znaleźć można w Rozdziale XI i XXIX Prospektu.

XI. OMÓWIENIE I ANALIZA SYTUACJI FINANSOWEJ ORAZ WYNIKÓW DZIAŁALNOŚCI PRZEZ ZARZĄD SPÓŁKI

Poniższa prezentacja i analiza skonsolidowanych wyników działalności i sytuacji finansowej Grupy przygotowana przez Zarząd przedstawia historyczne wyniki finansowe Grupy na dzień 31 grudnia 2008 roku, 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku, odnoszące się do lat obrotowych zakończonych w tych dniach, jak również za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku. Potencjalni inwestorzy powinni analizować poniższą prezentację łącznie ze zbadanymi rocznymi skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi Grupy na dzień 31 grudnia 2008 roku, 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku, odnoszącymi się do lat obrotowych zakończonych w tych dniach, a także niezbadanymi śródrocznymi skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi na dzień 30 czerwca 2009 i 2008 roku, odnoszącymi się do okresów sześciu miesięcy zakończonych w tych dniach, wraz z informacją dodatkową do tych sprawozdań, zawartą w innej części niniejszego Prospektu oraz informacjami zawartymi w rozdziałach „Czynniki ryzyka" oraz „Opis działalności Grupy". Śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy PGE za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku podlegało przeglądowi przez KPMG Audyt Sp. z o.o.

Informacje finansowe zawarte w niniejszym Prospekcie zostały sporządzone i są przedstawione zgodnie z MSSF.

W poniższej prezentacji i analizie skonsolidowanych wyników działalności i sytuacji finansowej Grupy zawarte są również twierdzenia odnoszące się do przyszłości. Rzeczywiste wyniki i sytuacja Grupy mogą istotnie różnić się od wyników i sytuacji przedstawianych we wspomnianych twierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Czynniki mogące spowodować takie różnice lub przyczynić się do nich obejmują czynniki przedstawione poniżej i w innych częściach niniejszego Prospektu, w szczególności w Rozdziale XXVI w punkcie „Stwierdzenia dotyczące przyszłości" oraz w Rozdziale II.

1. Informacje ogólne

Działalność Grupy jest obecnie zorganizowana w pięciu segmentach: (i) Wydobycie i Wytwarzanie, (ii) Energetyka Odnawialna, (iii) Obrót Hurtowy, (iv) Dystrybucja, oraz (v) Sprzedaż Detaliczna (porównaj opis w Rozdziale XIII Prospektu).

W ramach zastosowania MSSF po raz pierwszy, wyniki finansowe za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku przedstawiają jednostki prowadzące działalność w zakresie dystrybucji oraz sprzedaży detalicznej Grupy jako jeden segment (i tym samym przedstawiają tylko cztery segmenty), gdyż w tym okresie dystrybucją i sprzedażą detaliczną zajmowały się zakłady energetyczne. W połowie 2007 roku z przedsiębiorstw tych wydzielono działalność dystrybucyjną (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VII Prospektu oraz w punkcie 6. poniżej).

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała skonsolidowane przychody po dokonaniu korekt eliminacyjnych w wysokości 20.597,8 mln PLN, przy udziale w sprzedaży poza Grupę PGE przez segment Wydobycie i Wytwarzanie wynoszącym 2.318,5 mln PLN (11%), Energetyki Odnawialnej wynoszącym 431,4 mln PLN (2%), Obrotu Hurtowego wynoszącym 5.262,9 mln PLN (26%), Dystrybucji wynoszącym 310,0 mln PLN (2%) oraz Sprzedaży Detalicznej wynoszącym 9.851,1 mln PLN (48%).

Grupa utworzyła oddzielne segmenty biznesowe w wyniku przekształceń, które miały miejsce w 2007 roku. Wcześniej Grupa prowadziła działalność jako Grupa PSE i nie była podzielona na segmenty (porównaj opis w Rozdziale VII Prospektu).

2. Zastosowanie MSSF po raz pierwszy

Grupa PGE zastosowała po raz pierwszy MSSF i po raz pierwszy sporządziła skonsolidowane sprawozdanie finansowe za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2007 roku, przyjmując MSSF z dniem 1 stycznia 2006 roku. Na dzień sporządzenia Prospektu ostatnim skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym według PSR było skonsolidowane sprawozdanie finansowe sporządzone za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku.

Na podstawie art. 55 ust. 6d Ustawy o Rachunkowości w dniu 18 września 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę nr 3, zgodnie z którą Emitent, począwszy od skonsolidowanych sprawozdań finansowych za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku, sporządza skonsolidowane sprawozdania finansowe zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej zatwierdzonymi przez Komisję Europejską. W związku z powyższym, począwszy od roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2008 roku, skonsolidowane sprawozdania finansowe sporządzone według MSSF są statutowymi skonsolidowanymi sprawozdaniami finansowymi Grupy PGE.

Zgodnie z MSSF 1 skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone w taki sposób, jak gdyby Grupa zawsze stosowała MSSF, przy czym Grupa skorzystała z pewnych zwolnień z obowiązku przekształcania, o których mowa w standardzie MSSF 1. Szczegółowe informacje na ten temat zostały przedstawione w Nocie 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF za rok zakończony 31 grudnia 2007 roku oraz w Nocie 10 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF za rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku. Najistotniejsze z powyższych zwolnień dotyczy połączeń jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą oraz wartości godziwej lub przeszacowania do zakładanego kosztu.

3. Połączenia jednostek gospodarczych znajdujących się pod wspólną kontrolą

Grupa skorzystała ze zwolnienia dotyczącego połączeń jednostek gospodarczych (MSSF 1.15, Załącznik B). W myśl zapisów punktu 1 Załącznika B do MSSF 1, jednostka stosująca MSSF po raz pierwszy może nie stosować postanowień MSSF 3 (Połączenia jednostek gospodarczych) retrospektywnie w odniesieniu do połączeń historycznych (połączeń jednostek gospodarczych, które miały miejsce przed dniem

zastosowania MSSF). W związku z tym Grupa nie przekształcała rozliczeń połączeń jednostek gospodarczych, które miały miejsce przed dniem 1 stycznia 2006 roku. Tego rodzaju połączenia jednostek gospodarczych obejmują przejęcie kontroli nad spółkami PGE Energia Odnawialna (dawne ESP) oraz Exatel, przy czym przekształcenie tych transakcji nie miałoby istotnego wpływu na skonsolidowane sprawozdania finansowe sporządzane według MSSF.

MSSF 3 wyłącza ze swojego zakresu połączenia jednostek gospodarczych, które podlegają wspólnej kontroli. Podmioty, których akcje zostały wniesione do Spółki w maju 2007 roku, znajdowały się, podobnie jak spółki dotychczasowej Grupy PSE, pod kontrolą Skarbu Państwa, co oznacza, że zarówno Spółka, jak i wnoszone podmioty, były w momencie wniesienia pod wspólną kontrolą Skarbu Państwa. Transakcja wniesienia tych spółek spełnia więc w ocenie Spółki definicję transakcji pod wspólną kontrolą, w związku z czym jest ona wyłączona z zakresu MSSF 3.

Sytuacja, w której dana transakcja lub zjawisko gospodarcze wymagające ujęcia w sprawozdaniu przygotowanym zgodnie z MSSF nie są uregulowane zapisami poszczególnych standardów, została uregulowana zapisami MSR 8 punkt 10-12. Zapisy te nakładają na jednostkę sporządzającą sprawozdanie zgodnie z MSSF obowiązek stworzenia własnego zestawu zasad rachunkowości, wskazując na cechy takich zasad rachunkowości jak: wierna reprezentacja pozycji finansowej, wyników działalności oraz przepływów pieniężnych, odzwierciedlenie treści ekonomicznej transakcji, neutralność, ostrożność oraz kompletność we wszystkich aspektach.

Z przeprowadzonych przez Spółkę analiz wynika, iż w przypadku podmiotów o złożonej historii finansowej, dla rozliczenia połączenia jednostek znajdujących się pod wspólną kontrolą preferowane jest zastosowanie metody łączenia udziałów, zgodnie z którą informacje finansowe spółek zależnych, w tym łączne wartości aktywów, pasywów, przychodów oraz kosztów są sumowane, odzwierciedlając fakt ciągłości wspólnej kontroli. Wyłączeniu podlega kapitał podstawowy jednostek, udziały w których zostały wniesione do Spółki, a odpowiednie pozycje kapitału własnego Grupy korygowane są o różnicę pomiędzy sumą aktywów i zobowiązań. Wyłączeniu podlegają również wszystkie salda i transakcje pomiędzy jednostkami Grupy, w tym niezrealizowane zyski wynikające z transakcji w ramach Grupy oraz straty, chyba że dowodzą wystąpienia utraty wartości. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe Grupy, do której wchodzą spółki pozostające pod wspólną kontrolą, sporządzone na koniec okresu sprawozdawczego, w ciągu którego nastąpiło połączenie, zawiera dane porównawcze za poprzedni rok obrotowy, określone w taki sposób, jakby połączenie miało miejsce na początku poprzedniego roku obrotowego.

U podstaw tej metody leży założenie, że podmioty łączące się były zarówno przed, jak i po transakcji kontrolowane przez tego samego akcjonariusza i w związku z tym skonsolidowane sprawozdanie finansowe odzwierciedla fakt ciągłości wspólnej kontroli oraz nie odzwierciedla zmian wartości aktywów netto do wartości godziwych (lub też rozpoznania nowych aktywów) lub wyceny wartości firmy, ponieważ żaden z łączących się podmiotów nie jest w istocie nabywany. Zatem sprawozdanie przygotowywane jest tak, jakby łączące się podmioty były zawsze ze sobą połączone.

W praktyce w przypadku Grupy PGE oznacza to, że sprawozdania wszystkich łączących się spółek zostały zagregowane od dnia 1 stycznia 2006 roku, który to dzień jest też datą przejścia na MSSF dla wszystkich łączących się spółek. Rachunek zysków i strat oraz rachunek przepływów pieniężnych za lata 2006, 2007 i 2008 obejmują całość działalności Grupy. Podwyższenie kapitału jednostki dominującej (Spółki) w wyniku wniesienia do niej aportu w postaci akcji innych spółek w dniu 9 maja 2007 roku zostało zaprezentowane w skonsolidowanym sprawozdaniu ze zmian w kapitałach własnych jako podniesienie kapitału podstawowego z oddzielnej pozycji utworzonej w ramach kapitałów własnych Grupy PGE.

Dodatkowo z uwagi na fakt, iż połączenie spółek w ramach Grupy PGE jest rozliczane metodą łączenia udziałów, wartość nabytych dodatkowych udziałów mniejszości w kapitałach spółek zależnych w roku 2008 oraz w okresie do 30 czerwca 2009 roku jest prezentowana jako zwiększenie zysków zatrzymanych Grupy, a koszt nabycia dodatkowych udziałów jest ujmowany jako zmniejszenie zysków zatrzymanych Grupy PGE.

4. Wartość godziwa lub przeszacowanie do zakładanego kosztu

Decydując się na wykorzystanie zwolnienia określonego w MSSF 1, Grupa podjęła decyzję dotyczącą wyceny wybranych pozycji rzeczowych aktywów trwałych w ich wartości godziwej na dzień przyjęcia MSSF oraz zastosowania tej wartości godziwej jako kosztu zakładanego na ten dzień (MSSF 1.16-19).

Międzynarodowy Standard Rachunkowości 29 Sprawozdawczość w gospodarkach inflacyjnych (MSR 29) wymaga, aby wykazywane w okresie hiperinflacji wartości aktywów i zobowiązań były wyrażone w cenach bieżących na koniec hiperinflacyjnego okresu sprawozdawczego i stanowiły podstawę do wyceny aktywów i zobowiązań w sprawozdaniach finansowych następnych okresów. Powyższy standard ma zastosowanie w przypadku niepieniężnych pozycji bilansowych. Istotnymi pozycjami niepieniężnymi w przypadku Grupy są środki trwałe i kapitały własne. Gospodarka polska do końca 1996 roku spełniała kryteria gospodarki hiperinflacyjnej, natomiast od roku 1997 nie spełnia tych kryteriów. Grupa nie zastosowała MSR 29 w latach ubiegłych, dokonując tylko, zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami, przeszacowania środków trwałych na dzień 1 stycznia 1995 roku w celu odzwierciedlenia skutków inflacji na ich wartość bilansową poprzez zastosowanie wskaźników przeszacowania ustalonych przez Ministerstwo Finansów dla poszczególnych grup środków trwałych. Przeszacowanie to nie zostało dokonane zgodnie z wymogami MSR 29, ponieważ Grupa nie korzystała ze wskaźników ogólnego wzrostu cen oraz nie dokonała przeszacowania środków trwałych na dzień 31 grudnia 1996 roku.

Korzystając ze zwolnienia dopuszczonego przez MSSF 1, Grupa wyceniła wybrane pozycje rzeczowych aktywów trwałych nabytych przed okresem lub w okresie hiperinflacji w wartości godziwej na dzień przejścia na MSSF, czyli na dzień 1 stycznia 2006 roku, i zastosowała tę wartość godziwą jako zakładany koszt nabycia ustalony na ten dzień.

5. Istotne zasady rachunkowości według MSSF

Sporządzenie sprawozdania finansowego Grupy zgodnie z MSSF wymaga dokonania przez Zarząd wyboru i zastosowania określonych zasad rachunkowości, istotnych w opinii Zarządu dla przedstawienia sytuacji finansowej i wyników działalności Grupy. „Istotne zasady rachunkowości" to zasady, które zarówno (i) są istotne dla sytuacji finansowej i wyników działalności Grupy (w ten sposób, że zastosowanie innej zasady rachunkowości lub dokonanie zmiany w powiązanych szacunkach i założeniach przyjętych przez Zarząd miałoby istotny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Grupy) oraz (ii) wymagają przeprowadzenia skomplikowanej, złożonej lub subiektywnej analizy przez Zarząd w oparciu o założenia określone w chwili prowadzenia analizy.

Zasady rachunkowości stosowane przez Grupę są regularnie badane i w opinii Zarządu założenia i szacunki przyjęte przy zastosowaniu tych zasad w celu sporządzenia sprawozdania finansowego Grupy są uzasadnione; rzeczywiste kwoty i wyniki mogłyby się jednak różnić w przypadku przyjęcia innej metodologii, założeń lub warunków.

Istotne zasady rachunkowości stosowane przez Grupę zostały przedstawione poniżej. Dodatkowe informacje dotyczące tych i innych zasad rachunkowości stosowanych przez Grupę znajdują się w Rozdziale XXIX, w Nocie 12 do sprawozdania finansowego Grupy sporządzonego zgodnie z MSSF.

5.1. Ujęcie rekompensat z tytułu rozwiązania długoterminowych kontraktów na dostawę mocy i energii elektrycznej (KDT)

Zgodnie z Ustawą KDT spółki z Grupy PGE otrzymują od Zarządcy Rozliczeń S.A. środki na pokrycie kosztów osieroconych (rekompensaty) w formie zaliczek kwartalnych. Po upływie każdego roku dokonywana jest korekta roczna, zaś po całym okresie, na który zawarta została umowa KDT, korekta końcowa.

Spółki z Grupy jako przychód okresu ujmują otrzymane w formie zaliczek środki pieniężne, skorygowane odpowiednio o korektę roczną oraz odpowiednią część planowanej korekty końcowej. Alokacja korekty końcowej do danego okresu sprawozdawczego dokonywana jest w cenach stałych, w oparciu o planowany rozkład przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług systemowych w okresie korygowania, z uwzględnieniem korekty końcowej. Do dyskonta przyjęta została średnioterminowa stopa wolna od ryzyka.

Ostateczna wartość otrzymanych rekompensat zależeć będzie głównie od wyników operacyjnych osiągniętych przez podmioty objęte ustawą, tj. w szczególności od cen energii elektrycznej, jakie będą się kształtować na rynku po wejściu w życie Ustawy KDT oraz w trakcie całego okresu korygowania.

Zapisy wyżej wymienionej ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej odnoszą się zarówno do indywidualnych wytwórców, jak również do wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych w rozumieniu Ustawy KDT. Kwestia ta w szczególności dotyczy Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Opole oraz Elektrowni Turów. Treść poszczególnych postanowień Ustawy KDT odnoszących się do wytwórców wchodzących w skład grup kapitałowych jest jednak niejednoznaczna, w szczególności w zakresie dotyczącym obliczania korekt rocznych oraz korekty końcowej. Grupa przeprowadziła szczegółowe analizy i prognozy wysokości korekt rocznych i korekty końcowej, przyjmując najbardziej wiarygodne jej zdaniem założenia.

Przeprowadzając obliczenia prognozowanych wyników poszczególnych spółek oraz wynikających z nich rekompensat, korekt rocznych kosztów osieroconych oraz korekt końcowych, Grupa zastosowała swoją najlepszą wiedzę w tym zakresie, a także skorzystała ze wsparcia zewnętrznych ekspertów (porównaj opis w punkcie 6.3. poniżej).

5.2. Okres amortyzacji środków trwałych

Stawki amortyzacji i odpisy aktualizacyjne z tytułu utraty wartości obliczane są na podstawie szacowanego okresu ekonomicznej użyteczności środka trwałego lub składnika wartości niematerialnych oraz jego szacowanej wartości rezydualnej. Remonty kapitalne i przeglądy okresowe stanowiące komponent składnika rzeczowych aktywów trwałych amortyzuje się przez okres od miesiąca następującego po zakończeniu remontu/przeglądu do miesiąca rozpoczęcia następnego remontu/przeglądu. Szacowany okres użyteczności ekonomicznej aktywów podlega weryfikacji nie rzadziej niż raz do roku.

Tabela 1: Okresy użytkowania dla poszczególnych grup środków trwałych (według stanu za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku)

Grupa	Średni pozostały okres amortyzacji w latach	Stosowane okresy amortyzacji w latach
Budynki i obiekty	17	20-40
Maszyny i urządzenia	11	5-15
Środki transportu	6	5-7
Inne	4	3-10

5.3. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego

Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego wycenia się, z zastosowaniem stawek podatkowych, które według przewidywań będą stosowane, gdy składnik aktywów zostanie zrealizowany, z uwzględnieniem prognozy opartej na obowiązujących przepisach podatkowych na dzień bilansowy. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego wykazywane są w zakresie, w jakim prawdopodobne jest osiągnięcie dochodu podlegającego opodatkowaniu pozwalającego na zrealizowanie składnika aktywów. Pogorszenie wyników podlegających opodatkowaniu w przyszłości uczyniłoby powyższe założenie nieuzasadnionym. Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego wynosiły 413,1 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku, 447,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku, 355,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku i 99,9 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku.

W skonsolidowanym bilansie sporządzonym według MSSF podatek odroczony jest prezentowany jako suma aktywów i rezerw prezentowanych netto na poziomie każdej ze spółek Grupy PGE. Jak przedstawiono w Rozdziale XXIX, w Nocie 17 skonsolidowanego sprawozdania finansowego, aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego przed skompensowaniem wyniosły 1.120,2 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku, 1.134,5 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku, 854,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku i 809,5 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku.

5.4. Płatności w formie akcji

Grupa wycenia koszt transakcji płatności w formie akcji rozliczanych w instrumentach kapitałowych poprzez odniesienie do ich wartości godziwej na dzień przyznania płatności w formie akcji. Programy świadczeń pracowniczych w formie akcji wynikają z Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji i opierają się na założeniu, że pracownicy oraz inne osoby objęte tymi programami zaczęli świadczyć pracę lub świadczyli pracę przed dniem przyznania instrumentów kapitałowych. Zgodnie z Interpretacją KIMSF 8 MSSF 2 „Płatności w formie akcji" mają zastosowanie do transakcji, w których jednostka wydaje swoje instrumenty finansowe nawet w zamian za niemożliwe do zidentyfikowania dobra i usługi, w związku z czym przyznanie akcji pracowniczych zostało zaprezentowane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zgodnie z MSSF 2.

Dla celów rozliczenia kosztów akcji pracowniczych przyjęto, iż początkiem świadczenia usług przez pracowników w zamian za uprawnienia do akcji jest data komercjalizacji danej spółki zależnej, zaś datą przyznania oraz nabycia uprawnień do akcji jest data ogłoszenia ostatecznych list z liczbą akcji przyznanych pracownikom. Powyższe transakcje zostały ostatecznie rozliczone w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku.

5.5. Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych

Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wykazywane są według metody praw własności. Jednostka stowarzyszona to jednostka gospodarcza, na którą Grupa PGE wywiera, bezpośrednio lub pośrednio, znaczący wpływ, i która nie jest ani jednostką zależną od Grupy PGE, ani udziałem we wspólnym przedsięwzięciu. Na dzień 30 czerwca 2009 roku Grupa PGE wykazywała w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowych według MSSF następujące spółki stowarzyszone: (i) 21,85% akcji spółki Polkomtel, której głównym przedmiotem działalności są usługi telekomunikacyjne, (ii) 24,44% akcji spółki PEC Bogatynia, której głównym przedmiotem działalności jest przesyłanie, dystrybucja i sprzedaż energii cieplnej, (iii) 43,83% udziałów spółki Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Atex sp. z o.o., której głównym przedmiotem działalności są systemy kontrolne i diagnostyczne, oraz (iv) 49,00% akcji spółki Swe-Pol Link AB, zajmującej się przesyłem energii elektrycznej na połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską a Szwecją.

W chwili początkowego ujęcia inwestycje w jednostkach stowarzyszonych są określane według ceny nabycia, zaś ich wartość bilansową zwiększa się lub zmniejsza w celu ujęcia udziału inwestora w zysku lub stracie jednostki, w którą dokonano inwestycji od dnia przejęcia pomniejszonego o ewentualne odpisy aktualizacyjne z tytułu trwałej utraty wartości. Udział inwestora w zysku lub stracie jednostki, w której dokonano inwestycji, wykazuje się w zysku lub stracie inwestora. Korekta wartości bilansowej może być także konieczna ze względu na zmiany proporcji udziału inwestora w danej jednostce, wynikające ze zmian w kapitale własnym jednostki, w której dokonano inwestycji, które nie były ujmowane w jej rachunku zysków i strat. Udział inwestora w tych zmianach wykazuje się bezpośrednio w jego kapitale własnym. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa PGE posiadała udział w zysku jednostek stowarzyszonych w wysokości 238,6 mln PLN, z czego 239,1 mln PLN odnosiło się do spółki Polkomtel, a udział w stratach pozostałych spółek stowarzyszonych wyniósł 0,5 mln PLN. Z kolei w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa PGE wykazywała udział w zysku jednostek stowarzyszonych w wysokości 129,8 mln PLN, z czego 129,5 mln PLN odnosiło się do spółki Polkomtel, 0,4 mln do Przedsiębiorstwa Wielobranżowego Atex Sp. z o.o., natomiast udział w stratach pozostałych spółek stowarzyszonych wyniósł 0,1 mln PLN. Dodatkowe informacje znajdują się w niniejszym Rozdziale, tabela „Skonsolidowany rachunek zysków i strat Emitenta za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku, sporządzony według MSSF" oraz w tabeli „Skonsolidowany rachunek zysków i strat Emitenta za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku, sporządzony według MSSF", pozycja „Udział w zysku jednostek stowarzyszonych".

5.6. Rezerwy

Grupa tworzy rezerwy wówczas, gdy na spółkach ciąży istniejący obowiązek (prawny lub zwyczajowo oczekiwany) wynikający ze zdarzeń przeszłych, i gdy prawdopodobne jest, że wypełnienie tego obowiązku spowoduje konieczność wypływu korzyści ekonomicznych oraz można dokonać wiarygodnego oszacowania kwoty tego zobowiązania. Utworzone rezerwy zalicza się odpowiednio do kosztów operacyjnych, pozostałych kosztów operacyjnych, kosztów finansowych, zależnie od okoliczności, z którymi przyszłe zobowiązania się wiążą.

Jeżeli skutek zmiany wartości pieniądza w czasie jest istotny, kwota rezerwy odpowiada bieżącej wartości nakładów, które jak się oczekuje, będą niezbędne do wypełnienia tego obowiązku. Stopę dyskontową ustala się dla przepływów przed opodatkowaniem, tak by odzwierciedlała ona

bieżącą ocenę rynku odnośnie wartości pieniądza w czasie oraz ryzyko związane konkretnie z danym składnikiem zobowiązań. Stopy dyskontowej nie obciąża ryzyko, o które skorygowano szacunki przyszłych przepływów pieniężnych.

W punktach 5.6.1. oraz 5.6.2. przedstawiono najważniejsze rezerwy utworzone przez Grupę.

5.6.1. Rezerwa na świadczenia socjalne

Na podstawie Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy w brzmieniu obowiązującym w 2005 roku oraz na podstawie Zakładowych Układów Zbiorowych Pracy, spółki należące do Grupy zobowiązane są wypłacać świadczenia socjalne (w tym świadczenia emerytalne i rentowe, deputat energetyczny, świadczenia na ZFŚS, świadczenia medyczne oraz deputat węglowy) swoim obecnym i byłym pracownikom z branży elektroenergetycznej. Koszt tworzenia rezerwy obciąża koszty świadczeń pracowniczych.

Rezerwa na świadczenia socjalne wynosiła 1.915,6 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, 1.911,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku, 1.421,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku i 1.309,9 mln w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. Wzrost kwoty rezerwy na świadczenia socjalne w 2008 roku wynikał ze wzrostu wartości przyszłych świadczeń dla obecnych i byłych pracowników spółek Grupy PGE oraz obniżenia stopy dyskonta (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 31 i Nota nr 36 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

5.6.2. Rezerwa na rekultywację

Spółki wydobywcze należące do Grupy tworzą rezerwy na pokrycie szacowanych kosztów rekultywacji obszarów, na których prowadzona jest działalność górnicza lub powiązana.

W przypadku wyrobisk kopalnianych rezerwę tworzy się w proporcji odpowiadającej stosunkowi wydobytego węgla do planowanego całkowitego wydobycia węgla ze złoża w całym okresie eksploatacji. Odpis rezerwy dotyczący wydobycia danego roku obciąża koszty operacyjne, natomiast odwrócenie dyskonta rezerwy z lat ubiegłych wpływa na koszty finansowe. Szacunki dotyczące przewidywanych kosztów rekultywacyjnych aktualizuje się nie rzadziej niż raz na 5 lat, z tym że corocznie weryfikowana jest wielkość rezerwy zgodnie z aktualnymi założeniami w zakresie stopy inflacji, stopy dyskonta oraz wielkości wydobycia. Korekta wartości rezerwy wynikająca z powyższych czynników ujmowana jako pozostałe przychody/koszty operacyjne.

W przypadku rekultywacji składowisk popiołów (odpadów poprodukcyjnych z produkcji energii elektrycznej) rezerwa ujmowana jest w wartości zdyskontowanej w momencie uruchomienia składowiska, a następnie amortyzowana jest proporcjonalnie do stopnia zapełnienia składowiska. Dyskonto rozliczane jest w ciężar kosztów finansowych.

W 2008 roku KWB Bełchatów dokonała przeszacowania wysokości rezerwy na podstawie nowego wyliczenia kosztów przyszłej rekultywacji sporządzonego przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie w oparciu o opracowane nowe założenia technologiczne. Skutki rozwiązania części rezerwy z tytułu zmiany technologii wyniosły 530,0 mln PLN i zostały ujęte w pozostałych przychodach operacyjnych.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku łączna wartość rezerwy na rekultywację wynosiła 998,1 mln PLN. Z tej kwoty 75,5 mln PLN, reprezentujących kwotę w Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego, stanowią środki pieniężne, zgodnie z wymogami obowiązujących przepisów (porównaj opis w punkcie 2.4. w Rozdziale VIII Prospektu). Pozostała część rezerwy jest niepieniężna.

5.7. Koszty finansowania zewnętrznego

Koszty finansowania zewnętrznego, w tym odpowiednie różnice kursowe związane bezpośrednio z nabyciem, budową lub wytworzeniem składnika aktywów, podlegają kapitalizacji właściwej dla środków trwałych i wartości niematerialnych, zgodnie z MSR 23. W przypadku różnic kursowych powstałych w związku z zaciągniętymi kredytami lub pożyczkami denominowanymi w walucie obcej, podlegają one kapitalizacji w zakresie, w jakim traktowane są jako korekta kosztów odsetkowych.

5.8. Uprawnienia do emisji CO_2

Prawa do emisji CO_2 objęte systemem uprawnień do emisji otrzymane na podstawie KPRU prezentowane są w wartości równej zero. Rezerwa na zobowiązania z tytułu emisji CO_2 jest tworzona tylko wówczas, gdy rzeczywista emisja oraz plany produkcji pokazują niedobór uprawnień do emisji w całym okresie rozliczeniowym. Rezerwa tworzona jest w wysokości wartości godziwej brakujących uprawnień na dany dzień bilansowy, uwzględniając w szacunkach średnioroczny niedobór dla całego okresu, na jaki został przyjęty KPRU II.

Grupa PGE rozlicza niedobór uprawnień do emisji CO_2 na podstawie alokacji uprawnień w całym okresie rozliczeniowym, zgodnie z zakładanymi na ten okres planami produkcji i emisji CO_2. Wartość rezerwy na dzień bilansowy jest ustalana na podstawie cen w zawartych kontraktach na pokrycie niedoborów praw do emisji CO_2, a pozostały niedobór na podstawie średnioważonej ceny kontraktów SPOT na dzień bilansowy, obowiązującej na giełdach Powernext, EEX i Nord Pool.

Na dzień 31 grudnia 2007 roku nie istniały przesłanki skutkujące obowiązkiem utworzenia dodatkowych rezerw na zobowiązania z tytułu emisji CO_2. Natomiast, ze względu na fakt, że wielkość rzeczywistej emisji CO_2 elektrowni i elektrociepłowni Grupy przekroczyła w roku 2008 wielkość uprawnień do emisji alokowanych do tego okresu, w skonsolidowanym sprawozdaniu według MSSF na dzień 31 grudnia 2008 roku wykazano odpowiednią rezerwę w wysokości 391,3 mln PLN. Rezerwa obliczona na dzień 30 czerwca 2009 roku, po uwzględnieniu dokonanych w pierwszym półroczu 2009 roku zakupów umorzeń praw do emisji CO_2, wyniosła dla Grupy PGE łącznie 296,1 mln PLN.

Rezerwa taka tworzona jest w ciężar pozostałych kosztów rodzajowych.

5.9. Przychody

Przychody ze sprzedaży ujmuje się, jeżeli istnieje prawdopodobieństwo, że Grupa uzyska korzyści ekonomiczne z tytułu transakcji, a kwotę przychodów można wycenić w wiarygodny sposób. Przychody ujmuje się po odliczeniu podatku od towarów i usług (VAT), podatku akcyzowego oraz innych podatków od sprzedaży, a także rabatów.

5.10. Zysk na akcję

Zysk na akcję dla danego okresu oblicza się, dzieląc zysk netto za dany okres przez średnią ważoną liczbę akcji w tym okresie.

Z uwagi na to, że transakcje związane z utworzeniem Grupy PGE rozliczono przy zastosowaniu metody łączenia udziałów (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 20 oraz Nota nr 28 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku), w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za rok zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku zysk netto na akcję za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2006 roku obliczono na podstawie liczby akcji na dzień 31 grudnia 2007 roku.

W dniu 12 września 2008 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy podjęło uchwałę o zmianie Statutu m.in. w zakresie liczby akcji Spółki oraz wartości nominalnej każdej akcji Spółki w taki sposób, iż w miejsce akcji o wartości nominalnej 1.000 PLN każda utworzono Akcje o wartości nominalnej 10 PLN każda. Ponieważ powyższy podział Akcji nie miał wpływu na wysokość i strukturę kapitału zakładowego, lecz jedynie na liczbę akcji, wskaźnik zysku na akcję za rok 2008 został obliczony, przyjmując liczbę akcji na dzień 31 grudnia 2008 roku. Ponadto, w skonsolidowanym sprawozdaniu według MSSF za rok zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku dla celów porównywalności Spółka dokonała ponownego przeliczenia wskaźnika zysku na akcję za rok 2007, przyjmując liczbę akcji po zmianie ich wartości nominalnej. Dodatkowo w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku dla zapewnienia porównywalności wskaźnik zysku na akcję za I półrocze 2008 roku został obliczony dla liczby akcji według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku.

6. Kluczowe czynniki oraz wydarzenia wpływające na wyniki działalności i sytuację finansową Grupy w latach 2006, 2007, 2008 oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku

6.1. Utworzenie Grupy PGE w 2007 roku

Utworzenie Grupy PGE w 2007 roku było rezultatem znaczących transakcji nabycia oraz procesów reorganizacyjnych, które miały istotny wpływ na wyniki działalności Grupy oraz na porównywalność sprawozdań finansowych za prezentowane okresy (porównaj opis w Rozdziale VII Prospektu). Mimo że PGE nie kontrolowała wszystkich jednostek wchodzących w skład Grupy PGE od dnia 1 stycznia 2006 roku, w związku z zastosowaniem metody łączenia udziałów skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy PGE zgodne z MSSF obejmują również wyniki spółek Grupy PGE Energia oraz Grupy PGE GiE (dawniej Grupy BOT) za pełne lata 2006 i 2007 (porównaj opis w punkcie 2. i w punkcie 3. powyżej).

6.1.1. Wydzielenie OSP

Zgodnie z Prawem Energetycznym Emitent był zobowiązany do wydzielenia działalności przesyłowej. W związku z powyższym w dniu 31 grudnia 2006 roku akcje PSE Operator zostały przeniesione na rzecz Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej, a w dniu 31 grudnia 2007 roku aktywa i pasywa związane z działalnością przesyłową zostały przeniesione do PSE Operator. W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za lata 2006 i 2007 sporządzonym według MSSF przychody i koszty związane z działalnością przesyłową (dzierżawą przedsiębiorstwa niezbędnego do wypełniania funkcji operatora systemu przesyłowego do PSE Operator) zostały ujęte w rachunku zysków i strat w pozycji „zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej" i nie są prezentowane w działalności operacyjnej.

Przekazanie majątku związanego z działalnością przesyłową do PSE Operator zostało odzwierciedlone w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy PGE zgodnym z MSSF w następujący sposób: w bilansie aktywa trwałe i obrotowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania są przedstawione osobno; w rachunku zysków i strat wydzielenie OSP jest odzwierciedlone osobno w pozycji „zysk z działalności zaniechanej". Grupa zrealizowała zysk netto z działalności zaniechanej wynoszący 1.845,3 mln PLN za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku, w porównaniu do 284,3 mln PLN za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku. Wzrost zysku netto z działalności zaniechanej wynika w znacznym stopniu z różnicy między wartością godziwą a bilansową aktywów netto przekazanych jako dywidenda rzeczowa. Wartość godziwa przekazanych aktywów netto wynosiła około 9.628,3 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 18 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

W dniu 31 grudnia 2006 roku, kiedy akcje PSE Operator zostały przeniesione na rzecz Skarbu Państwa w ramach realizacji Programu dla elektroenergetyki, został rozwiązany poprzednio utworzony kapitał zapasowy o wartości 345,2 mln PLN. Różnica między wartością bilansową akcji przekazanych jako dywidenda rzeczowa a ich wartością godziwą w wysokości 343,8 mln PLN została wykazana w rachunku zysków i strat jako przychód w części przypisanej działalności zaniechanej. W 2007 roku, po przekazaniu aktywów i pasywów związanych z działalnością przesyłową do PSE Operator, kapitał zapasowy oraz zyski z lat ubiegłych zostały zmniejszone o wartość godziwą aktywów netto. Różnica pomiędzy ich wartością bilansową a wartością godziwą wynosząca 1.931,9 mln PLN została wykazana w rachunku zysków i strat jako przychód w pozycji przypisanej działalności zaniechanej.

Z uwagi na opisane powyżej zdarzenia z dniem 1 stycznia 2008 roku Grupa PGE przestała uzyskiwać wpływy z dzierżawy przedsiębiorstwa do PSE Operator.

6.1.2. Wniesienie akcji spółek PGE GiE (dawniej BOT GiE) i PGE Energia

W maju 2007 roku Emitent nabył 85% akcji PGE Energia oraz PGE GiE (porównaj opis w punkcie 4. w Rozdziale VII Prospektu).

Nabycie akcji tych spółek było transakcją przeprowadzoną pomiędzy jednostkami będącymi pod wspólną kontrolą, ponieważ tak jak Emitent, spółki PGE Energia i PGE GiE były w 100% własnością Skarbu Państwa. Sprawozdania finansowe wszystkich łączących się spółek zostały zagregowane od dnia 1 stycznia 2006 roku, który też jest datą przejścia na MSSF dla wszystkich łączących się spółek. Rachunek zysków i strat oraz rachunek przepływów pieniężnych za lata obrotowe zaprezentowane w sprawozdaniach MSSF obejmują całość działalności Grupy.

W efekcie nabycia Grupy PGE GiE oraz PGE Energia aktywa Grupy PGE, pasywa, przepływy środków pieniężnych oraz zyski uległy znacznej zmianie w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku. Przed tymi transakcjami Grupa PGE nie posiadała istotnych aktywów wydobywczo-wytwórczych. Aktywa i obroty Grupy PGE GiE są uwzględnione jako część segmentu „Wydobycie i Wytwarzanie" w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym zgodnym z MSSF na dzień i dla lat obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku oraz w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku. Aktywa i działalność spółek z Grupy PGE Energia są uwzględnione jako część segmentów „Dystrybucja", „Sprzedaż Detaliczna" oraz „Wydobycie i Wytwarzanie" w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF na dzień i dla lat obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008 oraz 2007 roku oraz w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za okres sześciu miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku. Za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku aktywa i działalność spółek z Grupy PGE Energia w zakresie dystrybucji oraz sprzedaży detalicznej były prezentowane jako jeden segment, gdyż w tym okresie dystrybucja i sprzedaż detaliczna prowadzone były w ramach tych samych podmiotów, tzw. zakładów energetycznych. Podwyższenie kapitału jednostki dominującej (Emitenta) w wyniku wniesienia aportu w postaci akcji spółek zależnych (PGE Energia i PGE GiE) w dniu 9 maja 2007 roku zostało zaprezentowane w skonsolidowanym sprawozdaniu w zmianach w kapitałach własnych jako podniesienie kapitału podstawowego z oddzielnej pozycji utworzonej w ramach kapitałów własnych Grupy PGE.

6.1.3. Wydzielenie OSD

W czerwcu 2007 roku działalność dystrybucyjna prowadzona dotychczas w ramach ośmiu zintegrowanych spółek Grupy (zakładów energetycznych) została wydzielona do odrębnych niezależnych spółek dystrybucyjnych (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VII Prospektu). Zgodnie z polskim prawem nastąpiła aktualizacja wyceny środków trwałych w statutowych sprawozdaniach finansowych tych spółek przygotowanych zgodnie z PSR, a w efekcie aktualizacja wyceny dla celów podatkowych (z wyjątkiem ZEŁT). Jako że wszystkie spółki powstałe w ramach tego procesu pozostały pod kontrolą jednostki dominującej, podział nie miał wpływu na ich wartość bilansową, która nie zmieniła się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy PGE przygotowanym według MSSF. Jednakże w wyniku aktualizacji wyceny dla celów podatkowych różnica między wartością podatkową aktywów operatorów systemów dystrybucyjnych OSD a ich wartościami bilansowymi według MSSF uległa znacznemu zmniejszeniu. W konsekwencji w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Grupy PGE zgodnym z MSSF w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku, Grupa rozwiązała rezerwę z tytułu podatku odroczonego w wysokości 1.369,5 mln PLN w korespondencji z pozycją „Podatek dochodowy w rachunku zysków i strat" za ten okres.

6.2. Sytuacja makroekonomiczna w Polsce

Grupa PGE prowadzi działalność głównie w Polsce, dlatego też była i nadal będzie uzależniona od trendów makroekonomicznych w Polsce. W 2008 roku przyrost PKB w Polsce wyniósł 4,9%, w porównaniu do 6,8% wzrostu w roku 2007. Główną przyczyną spadku tempa wzrostu gospodarczego w 2008 roku było istotne pogorszenie się sytuacji na międzynarodowych rynkach finansowych na przełomie trzeciego i czwartego kwartału 2008 roku, co pociągnęło za sobą spowolnienie tempa rozwoju lub recesję gospodarek największych państw na świecie. Kryzys finansowy i globalna recesja wpłynęły również w istotny sposób na wzrost PKB w I półroczu 2009 roku, który ukształtował się na poziomie 1,0% (głównie w wyniku dodatniego salda handlu zagranicznego) w porównaniu do 6-procentowego wzrostu w analogicznym okresie roku 2008[(1)].

Tabela 2: Kluczowe wskaźniki ekonomiczne związane z polską gospodarką.

Najważniejsze dane	6M 2009	6M 2008	2008	2007	2006
Realny wzrost PKB (% wzrostu)[1]	1,0	6,0	4,9	6,8	6,2
Wskaźnik inflacji (% cen konsumpcyjnych)[2]	3,5	4,2	4,2	2,5	1,0
Średnia stopa procentowa (% WIBOR 1Y)[3]	4,7	6,4	6,5	5,0	4,3
Bezrobocie (%)[4]	10,7	9,4	9,5	11,4	14,8
Krajowe zużycie energii elektrycznej (TWh)[5]	73,3	77,0	153,4	153,9	150,7

Źródło: [1] Główny Urząd Statystyczny, Realny wzrost PKB w cenach stałych roku poprzedniego, przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100;

[2] Główny Urząd Statystyczny, wskaźnik inflacji przy podstawie analogiczny okres roku poprzedniego = 100; [3] Bloomberg Finance L.P.; [4] Główny Urząd Statystyczny, Bezrobocie rejestrowane, stan na koniec okresu; [5] ARE, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, grudzień 2007, grudzień 2008, czerwiec 2009 (Tablica 1.2), Całkowite krajowe zużycie energii elektrycznej.

Co do zasady istnieje dodatnia korelacja pomiędzy wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną a wzrostem gospodarczym, dlatego sytuacja makroekonomiczna kraju ma bezpośrednie przełożenie na wyniki finansowe osiągane przez Grupę PGE. W szczególności globalna recesja i spadek popytu na produkty energochłonnych gałęzi gospodarki w Polsce w I połowie 2009 roku spowodował spadek popytu na energię elektryczną w KSE w tym okresie o 5,6% w porównaniu do I połowy roku 2008.

6.3. Długoterminowe kontrakty na dostawę mocy i energii elektrycznej (KDT)

W latach 2006 i 2007 oraz w pierwszym kwartale 2008 roku Grupa PGE prowadziła działalność m.in. w oparciu o długoterminowe kontrakty na dostawę mocy i energii elektrycznej (porównaj opis w punkcie 6. w Rozdziale VIII Prospektu).

Kontrakty długoterminowe na dostawę mocy i energii elektrycznej były kontraktami zawartymi między Spółką i wytwórcami energii elektrycznej, dotyczącymi zakupu mocy i energii elektrycznej po cenie zapewniającej pokrycie kosztów produkcji oraz kosztów finansowych związanych z finansowaniem nakładów ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne podjęte przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w latach 1993-1998, służące poprawie ochrony środowiska i efektywności wytwarzania energii elektrycznej. Energia elektryczna nabywana przez PGE w ramach KDT była sprzedawana spółkom sprzedaży detalicznej (przed rozdzieleniem OSD zakładom energetycznym, tj. zintegrowanym spółkom dystrybucyjnym i sprzedaży detalicznej) w ramach taryfy MIE zatwierdzanej przez Prezesa URE. Nadwyżka ilości energii elektrycznej kupionej w ramach KDT nad energią elektryczną sprzedaną w ramach taryfy MIE była sprzedawana na rynku hurtowym po cenie rynkowej. Dodatkowym źródłem przychodu dla PGE pokrywającym koszty zakupu mocy i energii w ramach KDT była sprzedaż usług dodatkowych do PSE Operator polegających na utrzymywaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego, świadczonych przez zarządcę kontraktów (PGE) na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego poprzez wykonanie postanowień umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a Ustawy Prawo Energetyczne.

Zgodnie z mechanizmem ustalania taryfy dla energii elektrycznej (taryfa MIE) dla PGE zatwierdzanej przez Prezesa URE, taryfy były kalkulowane z uwzględnieniem minimalnej marży dla PGE liczonej od kosztów własnych PGE związanych z regulowanym obrotem energią elektryczną.

Z uwagi na fakt, iż funkcjonowanie KDT zaczęto uznawać za blokowanie rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce rozpoczęto prace nad restrukturyzacją kontraktów długoterminowych. Prace zakończyły się z dniem 29 czerwca 2007 roku, gdy Sejm przyjął Ustawę KDT.

Zgodnie z Ustawą KDT w terminie do dnia 1 stycznia 2008 roku Spółka zawarła porozumienia o rozwiązaniu wszystkich pozostających wówczas w mocy KDT z wytwórcami, w tym z wytwórcami działającymi obecnie w ramach Grupy PGE. Na podstawie tych porozumień KDT zostały rozwiązane z dniem 1 kwietnia 2008 roku. Rozwiązanie KDT jest częścią procesu liberalizacji polskiego sektora energetycznego i zgodnie z założeniami powinno prowadzić do zastąpienia KDT rynkowymi kontraktami handlowymi (porównaj opis w punkcie 6.5. poniżej).

W związku z rozwiązaniem KDT wytwórcy będący wcześniej stroną tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych. Ustawa KDT definiuje koszty osierocone jako wydatki wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych. Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych oraz kosztów dodatkowych zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku do kwoty 12,6 mld PLN, z czego kwota 6,3 mld PLN dotyczy wytwórców z Grupy PGE.

Tabela 3: Okres obowiązywania KDT oraz ważność okresu rekompensaty, jak również maksymalna kwota kosztów osieroconych oraz kosztów dodatkowych dla poszczególnych wytwórców z Grupy PGE

Wytwórca	**Okres obowiązywania KDT oraz ważność okresu rekompensaty**	**Maksymalna kwota kosztów osieroconych oraz kosztów dodatkowych**
	rok	*mln PLN*
BOT Elektrownia Opole	do 2012	1.966
BOT Elektrownia Turów	do 2016	2.571
Zespół Elektrowni Dolna Odra	do 2010	633
Elektrociepłownia Gorzów	do 2009	108
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	do 2010	617
Elektrociepłownia Rzeszów	do 2012	422
RAZEM		**6.317**

Źródło: Załącznik nr 2 do Ustawy KDT

Kwoty faktycznie otrzymanych rekompensat przez Grupę na podstawie Ustawy KDT będą zależały od warunków rynkowych, w tym cen energii elektrycznej, oraz kosztów poniesionych przez wytwórców. Mechanizm ma zapewnić wytwórcom rekompensatę, jeśli ich przyszłe zyski (obliczone na podstawie zysku operacyjnego pomniejszonego o odpowiednią stawkę podatku dochodowego i powiększonego o amortyzację podatkową) będą niższe niż założone poziomy przyjęte przez ustawodawcę na każdy rok i każdego wytwórcę. Środki na pokrycie kosztów osieroconych są płatne kwartalnie, na podstawie wniosków wytwórców i podlegają corocznej weryfikacji (korekcie) na podstawie osiąganych wyników finansowych. Po zakończeniu tzw. okresu korygowania przeprowadzone zostanie ostateczne rozliczenie (korekta) kosztów osieroconych dla każdego wytwórcy. Źródłem finansowania rekompensat jest (i) opłata przejściowa pobierana od operatorów systemów dystrybucyjnych oraz od odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej przez PSE Operator oraz (ii) opłata końcowa pobierana od odbiorców końcowych oraz od przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędących płatnikami opłaty przejściowej przez OSD. Środki pobierane w ramach opłaty przejściowej oraz opłaty końcowej przekazywane są do Zarządcy Rozliczeń S.A., spółki zależnej od PSE Operator.

Rozwiązanie KDT stanowiło ważny element liberalizacji rynku energii w Polsce. Towarzyszyło temu efektywne wejście w życie od 2008 roku zwolnienia z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia w zakresie dotyczącym obrotu energią elektryczną (z wyłączeniem grupy taryfowej G obejmującej głównie gospodarstwa domowe). W związku z powyższym, od tego czasu ceny energii elektrycznej w większym stopniu stały się pochodną popytu i podaży i zwiększyły ich fluktuacje. W szczególności na początku roku 2008 zaobserwowano znaczący wzrost poziomu cen, natomiast w kolejnych miesiącach ceny uległy obniżeniu (porównaj także opis w punkcie 3.4.3. w Rozdziale XII Prospektu).

W trakcie 2008 roku spółki Grupy otrzymały dwie zaliczki z tytułu rekompensat w łącznej kwocie 716,0 mln PLN. Zgodnie z przyjętą przez Grupę polityką rachunkowości w przychodach za 2008 rok ujęta została kwota 1.322,3 mln PLN. Różnica pomiędzy wysokością przychodów rozpoznanych w rachunku zysków i strat a wysokością otrzymanych zaliczek została ujęta w pozycji pozostałych należności.

W dniu 31 lipca 2009 roku Prezes URE wydał w stosunku do wytwórców z Grupy PGE uprawnionych do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie Ustawy KDT decyzje dotyczące korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok (będący pierwszym, niepełnym rokiem wykonywania tej ustawy). Decyzje te są niekorzystne dla poszczególnych podmiotów Grupy PGE i zdaniem Grupy zostały wydane z naruszeniem Ustawy KDT.

W dniach 19 i 20 sierpnia 2009 roku zainteresowane spółki z Grupy PGE odwołały się od wyżej wymienionej decyzji Prezesa URE do Wydziału XVII Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, podnosząc między innymi:

- kwestię obliczenia wielkości korekty rocznej kosztów osieroconych poszczególnych spółek niezgodnie z wzorami matematycznymi zawartymi w Ustawie KDT;
- nieuwzględnienie w kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych poszczególnych spółek ponoszonych kosztów uprawnień do emisji CO_2;
- skorygowanie korekty rocznej kosztów osieroconych poszczególnych spółek niezgodnie z zasadami dotyczącymi wytwórców wchodzących w skład grupy kapitałowej zawartymi w art. 32 Ustawy KDT;
- błędne ustalenie (i oparcie na tym błędnym ustaleniu zaskarżonej decyzji URE), że poszczególne spółki nie działają na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, co pozostaje w sprzeczności z wcześniejszym stanowiskiem Prezesa URE stwierdzającym, że spółki Grupy PGE działają na rynku konkurencyjnym i z tego powodu, w szczególności, nie są obowiązane do przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia stosowanych przez siebie taryf.

Gdyby Grupa PGE w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za rok 2008 zastosowała interpretację zapisów Ustawy KDT wynikającą z powyższych decyzji URE, ujęłaby przychody w wysokości niższej o około 427 mln PLN w porównaniu do zaewidencjonowanej kwoty 1.322 mln PLN.

Ponadto Prezes URE wydał decyzję określającą wysokość rekompensat gazowych dla spółek Grupy PGE za rok 2008 w wysokości 82,8 mln PLN. W 2008 roku spółki Grupy PGE nie występowały o zaliczki z tytułu pokrycia kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym i nie rozpoznały żadnych przychodów z tego tytułu w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym na dzień 31 grudnia 2008 roku.

W ocenie Zarządu Emitenta istnieją uzasadnione podstawy, by przypuszczać, iż odwołania zostaną rozstrzygnięte w sposób korzystny dla spółek Grupy PGE, dlatego Grupa PGE rozpoznaje w dalszym ciągu przychody z tytułu KDT zgodnie z interpretacją ustawy o KDT przyjętą przez Grupę. W związku z powyższym, w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym na dzień 30 czerwca 2009 roku nie ujęto korekt wynikających z niekorzystnych interpretacji zawartych w decyzjach URE zarówno w stosunku do przychodów za 2008 rok, jak i do oszacowania przychodów dotyczących okresu sześciu miesięcy zakończonego dnia 30 czerwca 2009 roku. Decyzje Prezesa URE dotyczące roku 2009 zostaną wydane do końca lipca 2010 roku. Grupa nie jest pewna, jakie kluczowe wartości przyjmie Prezes URE dla rozliczenia środków na pokrycie kosztów osieroconych za ten okres i czy do tej daty postępowania odwoławcze od decyzji Prezesa URE prawomocnie się zakończą. Tym niemniej Emitent szacuje, iż gdyby Prezes URE podtrzymał swoją interpretację przepisów Ustawy KDT, przychody przynależne Grupie za okres od dnia 1 stycznia do dnia 30 czerwca 2009 roku według Prezesa URE mogą być niższe od wielkości ujętych przez Grupę o około 0,4-0,5 mld PLN, co ma bezpośredni wpływ na wysokość skonsolidowanego zysku brutto (porównaj czynnik ryzyka w punkcie 1.3.22. w Rozdziale II Prospektu, informację dotyczącą postępowania w związku z odwołaniem od decyzji Prezesa URE w punkcie 14.3.1. oraz Notę 4.6. do śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego zgodnego z MSSF za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 30 czerwca 2009 roku zamieszczonego w Rozdziale XXIX Prospektu).

Niezależnie od powstałego sporu do końca września 2009 roku wytwórcy z Grupy PGE powinni zwrócić część otrzymanych zaliczek oraz otrzymają dodatkowe środki na pokrycie kosztów osieroconych zgodnie z wydanymi w dniu 31 lipca 2009 roku decyzjami. Łącznie spowoduje to konieczność zwrócenia przez spółki Grupy PGE kwoty 58 mln PLN.

6.4. Przyjęcie KPRU II

W dniu 1 lipca 2008 roku Rada Ministrów uchwaliła rozporządzenie w sprawie przyjęcia KPRU II. Na podstawie KPRU II poziom uprawnień do emisji przyznany dla Grupy PGE wynosi 52,9 mln ton CO_2 na każdy rok w okresie 2008-2012. Przy poziomie wytwarzania energii z 2008 roku i braku redukcji emisji CO_2, Grupa odnotuje niedobór uprawnień do emisji CO_2 w wysokości około 6-7 mln rocznie. Niedobór uprawnień w Grupie PGE spowoduje konieczność ponoszenia kosztów zakupu uprawnień po cenach rynkowych.

6.5. Sprzedaż energii elektrycznej

W roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku głównym źródłem przychodów Grupy PGE była sprzedaż energii elektrycznej.

W 2008 roku Grupa sprzedała 63,9 TWh energii elektrycznej, co stanowiło spadek o około 32% w stosunku do sprzedaży zrealizowanej w 2007 roku (94,0 TWh) oraz spadek o około 11% w roku 2007 w stosunku do sprzedaży zrealizowanej w 2006 roku (105,6 TWh). Produkcja własna stanowiła około 87,5% energii sprzedanej przez PGE w 2008 roku, w porównaniu do 57,9% w 2007 roku i 53,7% w 2006 roku.

Tabela 4: Zestawienie sprzedaży według kierunków

						zmiana %		
Wyszczególnienie sprzedaży według nabywców	**6M 2009**	**6M 2008**	**2008**	**2007**	**2006**	**6M 09/ 6M 08**	**08/07**	**07/06**
Sprzedaż w TWh, z czego:	27,5	33,9	63,9	94,0	105,6	*-19%*	*-32%*	*-11%*
Sprzedaż do odbiorców końcowych*	14,7	15,3	30,5	29,3	28,2	*-4%*	*4%*	*4%*
Sprzedaż na rynku hurtowym	9,8	14,9	26,4	54,1	63,9	*-34%*	*-51%*	*-15%*
Sprzedaż do klientów zagranicznych	0,7	0,6	1,2	5,0	7,4	*17%*	*-76%*	*-32%*
Sprzedaż na Rynku Bilansującym	1,8	3,1	5,8	4,3	4,1	*-42%*	*35%*	*5%*
Sprzedaż do PSE Operator (za straty)	0,5	-	-	1,2	2,0	-	-	*-40%*
*Zużycie własne***	3,4	2,8	5,4	5,1	5,5	*21%*	*6%*	*-7%*
Razem rozchody energii elektrycznej	**30,9**	**36,7**	**69,3**	**99,1**	**111,2**	*-16%*	*-30%*	*-11%*

* Po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE

** Zużycie własne obejmuje energię na pokrycie różnicy bilansowej

*** Dane za lata 2006-2008 nie obejmują sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez spółki konsolidowane w ramach segmentu Pozostała działalność oraz spółki ELBIS

**** Dane za I półrocze 2009 oraz 2008 nie obejmują sprzedaży energii elektrycznej realizowanej przez spółki konsolidowane w ramach segmentu Pozostała działalność

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa sprzedała 27,5 TWh energii elektrycznej, co stanowiło spadek o około 19% w stosunku do sprzedaży zrealizowanej w analogicznym okresie 2008 roku (33,9 TWh). Zmiany w strukturze sprzedaży w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikały głównie ze skutków zaprzestania zakupu energii od wytwórców spoza Grupy PGE, głównie w związku z rozwiązaniem KDT z końcem marca 2008 roku oraz pojawieniem się efektów pogorszenia się sytuacji gospodarczej skutkujących spadkiem zapotrzebowania na energię. Sprzedaż energii odbiorcom zagranicznym zwiększyła się o około 17% w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Wzrost ten był głównie spowodowany większą aktywnością handlową na rynku niemieckim oraz wyższym eksportem energii elektrycznej. Było to związane z większym udostępnieniem przez OSP transgranicznych zdolności przesyłowych oraz utrzymywaniem się korzystnej różnicy w cenach między rynkiem polskim i rynkami zagranicznymi. Spadek sprzedaży energii do odbiorców końcowych z 15,3 TWh w okresie zakończonym 30 czerwca 2008 roku do 14,7 TWh w okresie zakończonym 30 czerwca 2009 roku wynikał przede wszystkim ze spadku zapotrzebowania na energię elektryczną.

Niższy poziom sprzedaży energii elektrycznej w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku o 30,1 TWh wynikał głównie z niższej dostępności mocy u wytwórców spoza Grupy PGE głównie z powodu rozwiązania na mocy Ustawy KDT z końcem pierwszego kwartału 2008 roku KDT. Natomiast spadek sprzedaży w 2007 roku o 11,6 TWh w porównaniu do 2006 roku wynikał głównie z wygaśnięcia KDT z Electrabel Polska S.A., Dalkia Poznań Zespół Elektrociepłowni S.A. oraz Elektrownią Łagisza należącej do PKE S.A. (obecnie Grupa Tauron).

6.6. Zakupy energii elektrycznej

Spadek wolumenu zakupionej energii w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikał głównie ze skutków zaprzestania zakupu energii od wytwórców spoza Grupy PGE w związku z rozwiązaniem KDT z końcem marca 2008 roku. Zakupy poza granicami kraju spadły o około 56% w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku głównie w związku z niższą realizacją zakupów ze Szwecji.

W latach 2006-2007 Grupa nabywała znaczne ilości energii elektrycznej od wytwórców zewnętrznych w ramach KDT. W latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2007 i 2006 roku wartości te wyniosły odpowiednio 21,2 TWh i 28,9 TWh, co oznacza spadek w roku 2007 o około 27% w porównaniu do roku 2006 i jest efektem procesu wygasania poszczególnych KDT. W 2008 roku zakup od wytwórców zewnętrznych w ramach KDT odbywał się do dnia 1 kwietnia, tj. do dnia rozwiązania kontraktów długoterminowych, i wyniósł 5,3 TWh, co oznacza spadek o około 75% w porównaniu do roku 2007.

Tabela 5: Zestawienie zakupów energii elektrycznej

Wyszczególnienie zakupów według źródeł	6M 2009	6M 2008	2008	2007	2006	zmiana % 6 M 09/ 6 M 08	08/07	07/06
Suma zakupu w TWh, z czego:	**30,9**	**36,7**	**69,3**	**99,1**	**111,2**	*-16%*	*-30%*	*-11%*
Produkcja własna	26,4	27,6	55,9	54,4	56,7	*-4%*	*3%*	*-4%*
Zakupy w ramach KDT spoza Grupy	-	5,3	5,3	21,2	28,9	-	*-75%*	*-27%*
Zakupy od spółek spoza Grupy	0,4	0,4	1,2	14,6	19,6	*0%*	*-92%*	*-26%*
Zakupy poza granicami kraju	0,8	1,8	3,4	4,1	2,3	*-56%*	*-17%*	*78%*
Zakupy na rynku bilansującym	3,3	1,6	3,5	4,9	3,8	*106%*	*-29%*	*29%*

* Dane za lata 2006-2008 nie obejmują zakupów energii elektrycznej realizowanych przez spółki konsolidowane w ramach segmentu Pozostała działalność oraz spółki ELBIS

** Dane za I półrocze 2009 oraz 2008 nie obejmują zakupów energii elektrycznej realizowanych przez spółki konsolidowane w ramach segmentu Pozostała działalność

Źródło: Emitent

6.7. Produkcja energii elektrycznej

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej wyniosła 26,4 TWh w porównaniu z 27,6 TWh w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Spadek produkcji energii elektrycznej wystąpił zarówno w elektrowniach opalanych węglem brunatnym, jak i w elektrowniach opalanych węglem kamiennym głównie w wyniku pojawienia się efektów pogorszenia się sytuacji gospodarczej, skutkującego spadkiem zapotrzebowania na energię elektryczną.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku elektrownie i elektrociepłownie należące do Grupy wyprodukowały 55,9 TWh energii elektrycznej. W 2008 roku w porównaniu do 2007 roku nastąpił wzrost produkcji o około 3%, natomiast w 2007 roku w porównaniu do roku 2006 produkcja była niższa o 4%.

Tabela 6: Produkcja energii elektrycznej przez wytwórców Grupy

Pozycja	6M 2009	6M 2008	2008	2007	2006	% zmiana 6 M 09/ 6 M 08	08/07	07/06
Produkcja energii ogółem w TWh, w tym:	**26,4**	**27,6**	**55,9**	**54,4**	**56,7**	*-4%*	*3%*	*-4%*
Elektrownie opalane węglem brunatnym	17,9	18,3	38,2	35,8	37,7	*-2%*	*7%*	*-5%*
Elektrownie opalane węglem kamiennym	6,4	7,3	14,1	14,8	14,6	*-12%*	*-5%*	*1%*
Elektrociepłownie węglowe	0,4	0,4	0,7	0,8	0,9	*0%*	*-13%*	*-11%*
Elektrociepłownie gazowe	1,1	1,1	2,0	1,9	2,1	*0%*	*5%*	*-10%*
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,2	0,2	0,5	0,5	1,0	*0%*	*0%*	*-50%*
Elektrownie wodne	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	*0%*	*0%*	*0%*

* Dane za lata 2006-2008 nie obejmują produkcji spółek konsolidowanych w ramach segmentu Pozostała działalność

Źródło: Emitent

Wyższy o 1,5 TWh poziom produkcji energii elektrycznej w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku wynikał głównie z wyższej o 2,3 TWh produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Bełchatów wynikającej głównie z: (i) włączenia od lutego 2008 roku do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE") bloku Nr 3 – po wykonaniu pogłębionej modernizacji oraz (ii) wprowadzenia w okresie letnim do sieci dodatkowych ilości energii z uwagi na wzrost zużycia energii. Jednocześnie produkcja energii elektrycznej w Elektrowni Opole w 2008 roku była niższa o 0,8 TWh w porównaniu do 2007 roku.

Natomiast niższy o 2,3 TWh poziom produkcji energii elektrycznej w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku wynikał głównie z:

– niższej o 1,5 TWh produkcji energii elektrycznej w Elektrowni Bełchatów wynikającej głównie z: (i) redukcji wymuszonych przez OSP, które związane były z wysokimi temperaturami otoczenia, co wpływało na techniczne ograniczenia wyprowadzenia mocy z Elektrowni Bełchatów sieciami o napięciu 220 kV, (ii) niekorzystnej koniunktury na krótkoterminowym rynku energii (nadpodaż energii na rynku spot TGE, POEE),

– niższej o 0,5 TWh produkcji energii elektrycznej w PGE Energia Odnawialna (dawniej Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A.) wynikającej głównie z niższego wykorzystania elektrowni szczytowo-pompowych przez OSP,

– niższej o 0,3 TWh produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach wynikającej głównie z wyższych temperatur w okresie zimowym w 2007 roku w porównaniu do poprzednich lat (energia elektryczna w elektrociepłowniach produkowana jest głównie w skojarzeniu z produkcją ciepła).

6.8. Ceny energii elektrycznej

W latach 2006-2008 na cenę energii elektrycznej istotny wpływ miały taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzane przez Prezesa URE.

Tabela 7: Średnie ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym i detalicznym w latach 2006-2008

w PLN/MWh	3M 2009****	2008	2007	2006	% zmiana 08/07	% zmiana 07/06
Detaliczna*/**	259,21	188,19	147,50	134,48	*27,6%*	*9,7%*
Hurtowa***	bd	155,44	128,80	119,70	*20,7%*	*7,6%*

* Cena detaliczna uwzględnia koszt wypełnienia obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia przez spółki sprzedające energię do odbiorców końcowych

** Ceny opublikowane w „Sytuacja finansowa przedsiębiorstw elektroenergetyki" dla lat 2005 i 2006, oraz „Sytuacja w Elektroenergetyce IV kwartał 2008 oraz I kwartał 2009" (Tabela 25)

*** Informacja opublikowana przez URE dotycząca średniej ceny na rynku konkurencyjnym

**** Dane rynkowe publikowane przez ARE i URE za I półrocze 2009 roku niedostępne

Ze względu na wprowadzone zmiany w Prawie Energetycznym zmierzające do liberalizacji rynku energii elektrycznej przewiduje się, że główne czynniki wpływające na cenę energii elektrycznej będą obejmować ceny paliw, koszty związane ze środowiskiem, w tym ceny uprawnień do emisji CO_2, dostępność importowanej energii elektrycznej oraz poziom wydatków inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze (porównaj opis w punkcie 3. w Rozdziale VIII Prospektu).

6.8.1. Taryfy

W latach 2006-2007 ceny sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym w ramach MIE, stawki dystrybucyjne oraz ceny ciepła były zatwierdzane przez Prezesa URE w taryfach dla energii elektrycznej i ciepła. Powyższe taryfy były zatwierdzane w oparciu o Prawo Energetyczne oraz Rozporządzenie Taryfowe.

W 2008 roku taryfy w zakresie sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców w ramach grup taryfowych A, B i C zostały zliberalizowane, natomiast taryfy dla grupy G (głównie gospodarstwa domowe), świadczenia usług dystrybucyjnych oraz sprzedaży ciepła były nadal zatwierdzane przez Prezesa URE, co oznacza, że jego decyzje miały bezpośredni wpływ na poziom przychodów i wyników finansowych Grupy. Zgodnie z zapowiedziami Prezesa URE sytuacja ta ma ulec zmianie i w przyszłości obowiązkowi zatwierdzania podlegać będą wyłącznie taryfy na świadczenie usług sprzedaży ciepła oraz usług dystrybucji energii elektrycznej i ciepła. Wbrew oczekiwaniom Grupy PGE, nie nastąpiło to jednak od dnia 1 stycznia 2009 roku, jak początkowo zapowiadał Prezes URE. Dodatkowo zgodnie z wezwaniem Prezesa URE z dnia 8 września 2009 roku sprzedawców energii elektrycznej do przedłożenia taryf na rok 2010 uwolnienie cen dla grupy taryfowej G nie nastąpi również w 2010 roku (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VIII oraz w punkcie 5. w Rozdziale XII Prospektu).

6.8.2. Taryfy hurtowe

Istotna część energii elektrycznej kupowanej przez PGE w ramach KDT w latach 2006-2007 była sprzedawana zakładom energetycznym w ramach MIE, na podstawie taryfy dla energii elektrycznej zatwierdzanej przez Prezesa URE dla PGE. Pozostała część energii elektrycznej kupowana w ramach KDT, a nie objęta MIE, była sprzedawana na rynku hurtowym.

W 2008 roku, z uwagi na rozwiązanie KDT taryfa PGE dla energii elektrycznej przestała obowiązywać i PGE całą energię kupowaną w ramach KDT w pierwszym kwartale 2008 roku sprzedawała na rynku hurtowym.

Tabela 8: Ceny energii w ramach taryfy PGE w latach 2006-2007 na sprzedaż MIE, zatwierdzone przez URE

	2007	2006	% zmiana
Średnie ceny MIE (PLN/MWh)	129,0	120,0	*7,5%*
Ceny energii elektrycznej w poszczególnych strefach czasowych			
Szczyt przedpołudniowy (PLN/MWh)	129,6	130,9	*-1,0%*
Szczyt popołudniowy (PLN/MWh)	200,5	202,6	*-1,0%*
Pozostałe godziny (PLN/MWh)	114,0	99,8	*14,2%*

Źródło: Emitent

6.8.3. Taryfy na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej

Zgodnie z Prawem Energetycznym taryfy na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej pokrywają uzasadnione koszty świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej operatorów systemów dystrybucyjnych wraz ze zwrotem z zaangażowanego kapitału w działalność dystrybucyjną. Taryfy na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej są zatwierdzane przez Prezesa URE na podstawie wniosków spółek dystrybucyjnych (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VIII Prospektu).

Tabela 9: Średnie stawki taryf na świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej dla PGE oraz dla kraju

PLN/MWh	3M 2009*	2008	2007	2006	% zmiana 08/07	% zmiana 07/06
Taryfy na dystrybucję energii elektrycznej *(Średnia krajowa)*	*144,40*	*141,27*	*133,32*	*144,81*	*6,0%*	*-7,9%*
Taryfy na dystrybucję energii elektrycznej *(Średnia PGE)*						
Grupa taryfowa A		63,80	66,30	77,10	*-3,8%*	*-14,0%*
Grupa taryfowa B		91,30	97,10	112,38	*-6,0%*	*-13,6%*
Grupa taryfowa C+R		208,00	201,60	219,65	*3,2%*	*-8,2%*
Grupa taryfowa G		210,30	194,50	200,15	*8,1%*	*-2,8%*

* Dane rynkowe publikowane przez ARE i URE za I półrocze 2009 roku niedostępne

Źródło: ARE, Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2007 (tablica 25), Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2008, (tablica 25), Emitent

Znaczny spadek taryf dystrybucyjnych w 2007 roku w porównaniu z rokiem 2006 był głównie spowodowany mniejszymi kosztami taryfy przesyłowej płaconej przez OSD na rzecz OSP. Zmiany wartości taryfy przesyłowej zawartej w taryfie dystrybucyjnej nie miały wpływu na marżę na działalności dystrybucyjnej realizowanej przez Emitenta.

6.8.4. Ceny paliw

Ceny surowców energetycznych (paliw) są jednym z kluczowych elementów wpływających na poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej, a tym samym na poziom cen energii elektrycznej oraz zyskowność Grupy. Wytwórcy z Grupy PGE kupują paliwa zarówno od kopalni węgla brunatnego z Grupy PGE, jak i od zewnętrznych dostawców (głównie węgiel kamienny i gaz).

Tabela 10: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w latach zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku*

	Ilość (w tys. ton) W latach zakończonych 31 grudnia			Koszt (mln PLN) W latach zakończonych 31 grudnia		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Węgiel kamienny	7.534,1	7.111,0	6.864,2	1.451,7	1.148,5	1.085,6
Gaz (tys. m³)	532.492,3	550.714,1	574.327,3	372,5	340,1	334,7
Biomasa	408,1	370,4	284,4	85,3	60,4	39,2
Olej opałowy	63,9	49,7	52,8	74,5	48,9	51,0
RAZEM				**1.983,9**	**1.597,9**	**1.510,5**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły około 1.983,9 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 24% w porównaniu do 2007 roku. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły około 1.597,9 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 6% z poziomu 1.510,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 około 68% wyprodukowanej energii elektrycznej zostało wytworzone z węgla brunatnego pochodzącego z kopalni należących do Grupy.

Tabela 11: Ilość i koszt zakupu paliw od dostawców zewnętrznych w okresie zakończonym 30 czerwca 2009 oraz 2008 roku*

	Ilość (w tys. ton) Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		Koszt (mln PLN) Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca	
	2009	2008	2009	2008
Węgiel kamienny	2.957,1	3.652,7	821,8	678,9
Gaz (tys. m³)	314.730,0	285.027,1	241,1	190,8
Biomasa	160,6	216,7	46,4	42,2
Olej opałowy	17,2	30,0	17,6	34,8
RAZEM			**1.126,9**	**946,7**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku koszty zakupu głównych paliw od dostawców spoza Grupy wyniosły 1.126,9 mln PLN i były wyższe o około 19% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. W okresie zakończonym 30 czerwca 2009 roku około 68% energii elektrycznej zostało wyprodukowane z węgla brunatnego pochodzącego z kopalni wchodzących w skład Grupy, którego koszt jest mniej podatny na zmiany cen niż paliwo z zewnętrznych źródeł. Jednakże pewne czynniki, w tym całkowita ilość wydobytego węgla brunatnego, koszty pracownicze oraz opłaty środowiskowe, wpływają na ponoszone przez Grupę koszty wydobycia i tym samym koszty wytwarzania energii elektrycznej w Grupie PGE.

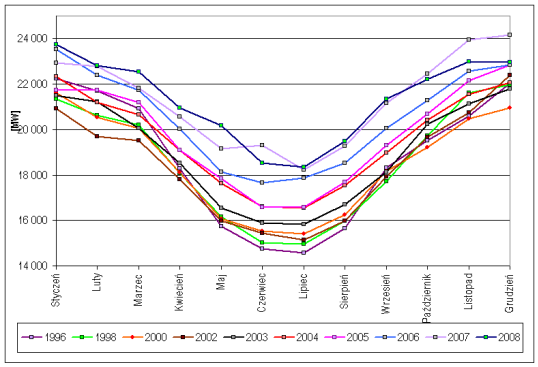
6.9. Sezonowość

Poziom sprzedaży energii elektrycznej w ciągu roku jest zmienny i zależy przede wszystkim od temperatury powietrza i długości dnia. Co do zasady niższe temperatury powietrza w zimie i krótsze dni powodują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, podczas gdy wyższe temperatury powietrza i dłuższe dni w okresie letnim przyczyniają się do jego spadku. Ponadto zmiany sezonowe widoczne są wyraźniej wśród wybranych grup odbiorców końcowych. Efekty sezonowości są w szczególności bardziej znaczące dla gospodarstw domowych (z grupy taryfowej G) niż dla sektora przemysłowego.

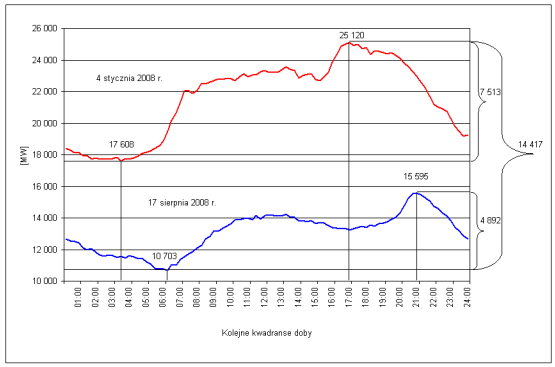
Wykresy poniżej, sporządzone na podstawie danych PSE Operator, ilustrują sezonowość zapotrzebowania na moc elektryczną w Polsce w ujęciu rocznym dla wybranych lat z okresu 1996-2008 oraz w ujęciu dziennym dla dwóch przykładowych dni (4 stycznia i 17 sierpnia), w których wystąpiło odpowiednio minimalne i maksymalne zapotrzebowanie na moc w roku 2008.

Wykres 1: Sezonowość zapotrzebowania na energię elektryczną

Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w wybranych latach w okresie 1996-2008



Przebiegi krajowego zapotrzebowania na moc dla dnia o maksymalnym (4 I) i minimalnym (17 VIII) zapotrzebowaniu w szczycie wieczornym dnia roboczego w roku 2008



Źródło: PSE Operator, 2008

7. Wyniki działalności operacyjnej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku z danymi porównawczymi za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku oraz za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku (według MSSF)

7.1. Wyniki działalności operacyjnej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku z danymi porównawczymi za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku (według MSSF)

7.1.1. Rachunek zysków i strat

Tabela 12: Skonsolidowany rachunek zysków i strat Emitenta za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku, sporządzony według MSSF

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)		
Działalność kontynuowana					
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy	19.738,9	23.571,8	24.849,2	*-16%*	*-5%*
Podatek akcyzowy	(1.093,5)	(1.056,5)	(1.098,2)	*4%*	*-4%*
Przychody netto ze sprzedaży towarów i produktów	18.645,4	22.515,3	23.751,0	*-17%*	*-5%*
Przychody ze sprzedaży usług	608,9	547,6	566,6	*11%*	*-3%*
Przychody z najmu	21,1	27,8	26,4	*-24%*	*5%*
Przychody z tytułu rekompensat KDT	1.322,3	-	-		-
Przychody ze sprzedaży	**20.597,8**	**23.090,7**	**24.344,0**	***-11%***	*-5%*
Koszt własny sprzedaży	(15.552,4)	(19.041,0)	(20.838,4)	*-18%*	*-9%*
Zysk brutto ze sprzedaży	**5.045,3**	**4.049,6**	**3.505,6**	***25%***	*16%*
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*24,5%*	*17,5%*	*14,4%*		
Pozostałe przychody operacyjne	747,1	572,4	476,9	*31%*	*20%*
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(909,8)	(1.058,3)	(524,4)	*-14%*	*102%*
Koszty ogólnego zarządu	(987,5)	(948,5)	(825,5)	*4%*	*15%*
Pozostałe koszty operacyjne	(632,8)	(481,0)	(310,0)	*32%*	*55%*
Przychody finansowe	505,1	630,9	492,0	*-20%*	*28%*
Koszty finansowe	(836,4)	(1.026,9)	(815,5)	*-19%*	*26%*
Udział w zysku jednostek stowarzyszonych	238,6	239,2	198,0	*NM*	*21%*
Zysk brutto	**3.169,5**	**1.977,5**	**2.197,2**	***60%***	*-10%*
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*15,4%*	*8,6%*	*9,0%*		
Podatek dochodowy	(499,3)	948,1	(395,2)	*NM*	*NM*
Zysk netto z działalności kontynuowanej	**2.670,2**	**2.925,6**	**1.802,0**	***-9%***	*62%*
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*13,0%*	*12,7%*	*7,4%*		
Działalność zaniechana					
Zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	1.845,3	284,3	*NM*	*NM*
Zysk netto	**2.670,2**	**4.770,9**	**2.086,3**	***-44%***	*129%*
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*13,0%*	*20,7%*	*8,6%*		
Zysk netto przypisany:					
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.920,2	3.967,9	1.722,6	*-52%*	*130%*
akcjonariuszom mniejszościowym	750,1	803,0	363,6	*-7%*	*121%*
EBITDA[1]					
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*28,4%*	*20,5%*	*20,2%*		
EBIT[1]	**3.262,3**	**2.134,3**	**2.322,6**	***53%***	*-9%*
% przychodów ze sprzedaży ogółem	*15,8%*	*9,2%*	*9,5%*		

[1] W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

Źródło: Emitent

7.1.1.1. Podsumowanie

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała całkowite przychody ze sprzedaży na poziomie 20.597,8 mln PLN, co oznacza spadek o około 11% w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 roku. Zysk netto Grupy z działalności kontynuowanej wyniósł 2.670,2 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku, co oznacza spadek o około 9% w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 roku. W roku zakończonym 31 grudnia 2008 marża zysku netto Grupy na działalności kontynuowanej (stosunek zysku netto na działalności kontynuowanej do całkowitych przychodów ze sprzedaży) wyniosła około 13%.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała zysk netto w wysokości 2.670,2 mln PLN. Spadek zysku netto o 44% w stosunku do roku 2007 był spowodowany: (i) zakończeniem z dniem 31 grudnia 2007 roku dzierżawy przedsiębiorstwa do PSE Operator, (ii) rozwiązaniem w 2007 roku części rezerwy na odroczony podatek dochodowy z powodu aktualizacji wyceny aktywów dystrybucyjnych (zdarzenie jednorazowe, które nie wystąpiło w 2008 roku) oraz (iii) wygaśnięciem KDT z końcem pierwszego kwartału 2008 roku.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku Grupa wykazała całkowite przychody ze sprzedaży na poziomie 23.090,7 mln PLN, w porównaniu do 24.344,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza spadek o około 5%. Zysk netto Grupy z działalności kontynuowanej wyniósł 2.925,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku, podczas gdy w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku wartość ta osiągnęła 1.802,0 mln PLN, co oznacza wzrost o około 62%. Marża zysku netto Grupy na działalności kontynuowanej (stosunek zysku netto na działalności kontynuowanej do całkowitych przychodów ze sprzedaży) wzrosła do około 13% w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku z około 7% za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku Grupa wykazała zysk netto w wysokości 4.770,9 mln PLN w porównaniu do 2.086,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. Zwiększenie zysku netto o około 129% w 2007 roku względem 2006 roku jest spowodowane rozwiązaniem części rezerwy na odroczony podatek dochodowy oraz zyskiem roku bieżącego na działalności zaniechanej w postaci dzierżawy majątku przesyłowego w wysokości 1.845,3 mln PLN. Zysk na działalności zaniechanej wynika przede wszystkim z różnicy pomiędzy wartością bilansową a wartością godziwą aktywów netto przekazanych na rzecz Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

7.1.1.2. Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy

Przychody ze sprzedaży towarów i produktów obejmują głównie przychody ze: sprzedaży energii elektrycznej, ciepła, węgla brunatnego, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii z kogeneracji oraz praw do emisji CO_2.

Grupa wykazała w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku przychody ze sprzedaży towarów i produktów wraz z podatkiem akcyzowym w wysokości 19.738,9 mln PLN w porównaniu do 23.571,8 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 24.849,2 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza spadek w 2008 roku odpowiednio o około 16% w porównaniu do roku 2007 oraz o około 5% w 2007 roku w porównaniu do roku 2006. Spadek ten spowodowany był głównie przez niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej kupowanej przez PGE w ramach KDT od podmiotów spoza Grupy (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

7.1.1.3. Podatek akcyzowy

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku podatek akcyzowy od przychodów wyniósł 1.093,5 mln PLN w porównaniu do 1.056,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 1.098,2 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. We wszystkich tych latach podatek akcyzowy był ustalony w stałej wysokości 20 PLN/MWh od energii sprzedanej przez elektrownie i elektrociepłownie. Zgodnie z Ustawą o Akcyzie, począwszy od 1 marca 2009 roku podatek akcyzowy jest płacony przez Spółki Sprzedaży Detalicznej sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych.

7.1.1.4. Przychody ze sprzedaży usług

Przychody Grupy ze sprzedaży usług, obejmujące jedynie usługi niezwiązane z główną działalnością Grupy, wyniosły 608,9 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do 547,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 566,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. W trakcie tych okresów przychody ze sprzedaży usług obejmowały głównie sprzedaż usług przez Exatel, spółkę świadczącą usługi telekomunikacyjne, w której Grupa PGE posiada udziały wynoszące ponad 95%.

7.1.1.5. Przychody z najmu

Przychody Grupy z najmu wyniosły 21,1 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do 27,8 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 26,4 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. Przychody z najmu obejmują głównie płatności czynszu za wynajem nieruchomości przez spółki Grupy PGE na rzecz podmiotów trzecich.

7.1.1.6. Przychody z tytułu rekompensat KDT

Przychody Grupy z tytułu rekompensat KDT w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniosły 1.322,3 mln PLN i były związane z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych. Grupa nie osiągała przychodów z tytułu rekompensat KDT w latach zakończonych 31 grudnia 2007 oraz 2006 roku (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

7.1.1.7. Przychody ze sprzedaży ogółem

Całkowite przychody ze sprzedaży Grupy w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniosły 20.597,8 mln PLN w porównaniu do 23.090,7 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 24.344,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, tj. były odpowiednio o około 11% niższe w roku 2008 w porównaniu do roku 2007 i 5% niższe w roku 2007 w porównaniu do roku 2006. Spadek ten spowodowany był głównie przez niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej kupowanej przez PGE w ramach KDT od podmiotów spoza Grupy (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

7.1.1.8. Przychody ze sprzedaży w podziale na obszary geograficzne

Tabela 13: Podział przychodów brutto Grupy z działalności kontynuowanej (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na obszary geograficzne za lata zakończone 31 grudnia 2008 roku, 2007 roku i 2006 roku*

w mln PLN	Przychody netto ogółem							
	2008	*(%) udział*	2007	*(%) udział*	2006	*(%) udział*	% zmiana	
							08/07	07/06
Rynek krajowy	20.224,6	*98%*	22.462,4	*98%*	23.130,7	*95%*	*-10%*	*-3%*
Kraje Unii Europejskiej	310,7	*2%*	320,7	*1%*	859,3	*4%*	*-3%*	*-63%*
Pozostałe kraje	62,5	*0%*	307,5	*1%*	354,0	*1%*	*-80%*	*-13%*
Ogółem	**20.597,8**	***100%***	**23.090,7**	***100%***	**24.344,0**	***100%***	***-11%***	***-5%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W latach zakończonych 31 grudnia 2008 roku, 2007 roku i 2006 roku Grupa osiągała przychody głównie na rynku krajowym.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 przychody osiągnięte w Państwach Członkowskich Unii Europejskiej wyniosły 320,7 mln PLN i były niższe w porównaniu z przychodami osiągniętymi w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 o około 63%. Spadek przychodów był głównie związany z niższymi przychodami osiąganymi przez Emitenta z tytułu międzynarodowego obrotu energią elektryczną z uwagi na ograniczenia mocy połączeń transgranicznych na aukcjach przez OSP.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku przychody osiągnięte w pozostałych krajach wyniosły 62,5 mln PLN w porównaniu z 307,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku. Spadek przychodów osiągniętych w pozostałych krajach wynikał głównie z niższej realizacji przez Emitenta kontraktów zagranicznych ze względu na ograniczenia mocy połączeń transgranicznych na aukcjach przez OSP.

W latach zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku przychody osiągnięte w pozostałych krajach wyniosły odpowiednio 62,5 mln PLN, 307,5 mln PLN oraz 354,0 mln PLN. Niższe przychody z pozostałych krajów wynikały głównie z niższej realizacji przez Emitenta umowy na dostawę energii elektrycznej do granicy polsko-słowackiej z Aare-Tessin Ltd. for Electricity („**Atel**"), zawartej w dniu 28 października 1997 roku („**Kontrakt z Atel**") (porównaj opis w punkcie 14.2.5. w Rozdziale XIII Prospektu).

7.1.2. Analiza segmentów działalności

7.1.2.1. Przychody brutto (przed wyłączeniami wewnątrz grupy)

Tabela 14: Podział przychodów brutto Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008 roku, 2007 roku i 2006 roku*

w mln PLN	Przychody brutto ogółem							
	2008	*(%) udział*	2007	*(%) udział*	2006	*(%) udział*	% zmiana	
							08/07	07/06
Wydobycie i Wytwarzanie	10.299,6	*26%*	8.751,2	*25%*	8.332,0	*24%*	*18%*	*5%*
Energetyka Odnawialna	525,0	*1%*	421,2	*1%*	482,8	*1%*	*25%*	*-13%*
Obrót Hurtowy	10.528,6	*28%*	10.465,6	*29%*	14.130,3	*42%*	*0,6%*	*-26%*
Dystrybucja	4.756,2	*12%*	4.608,7	*13%*	8.748,8**	*26%*	*3%*	*-47%*
Sprzedaż Detaliczna	10.692,4	*27%*	8.836,7	*25%*	-	-	*21%*	*NM*
Pozostała Działalność	2.428,8	*6%*	2.602,3	*7%*	2.356,0	*7%*	*-7%*	*10%*
Ogółem	39.230,7	***100%***	35.685,7	***100%***	34.049,9	***100%***	***10%***	***5%***
Wyłączenia międzysegmentowe	(18.633,0)		(12.595,0)	-	(9.705,9)	-	*48%*	*30%*
Przychody netto	**20.597,8**		**23.090,7**	-	**24.344,0**	-	***-11%***	***-5%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

** Za 2006 rok segmenty Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej były prezentowane łącznie

Źródło: Emitent

Przychody segmentu Wydobycie i Wytwarzanie obejmują głównie przychody ze sprzedaży węgla brunatnego przez elektrownie, przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, usług systemowych, ciepła oraz przychody z tytułu rekompensat KDT.

Przychody segmentu Energetyka Odnawialna obejmują głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, usług systemowych oraz przychody ze sprzedaży praw majątkowych.

Przychody segmentu Dystrybucja obejmują głównie sprzedaż usług dystrybucyjnych.

Przychody segmentu Obrót Hurtowy obejmują głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, węgla kamiennego, praw do emisji CO_2 oraz praw majątkowych.

Przychody segmentu Sprzedaż Detaliczna obejmują głównie sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych, a także sprzedaż usług dystrybucyjnych w ramach umów kompleksowych.

Przychody segmentu Pozostała Działalność obejmują głównie przychody z działalności telekomunikacyjnej prowadzonej przez spółkę Exatel oraz przychody ze sprzedaży towarów i produktów przez spółki prowadzące działalność pomocniczą dla głównych spółek Grupy.

W 2008 roku największy udział w przychodach brutto miały przychody w segmentach Obrót Hurtowy oraz Sprzedaż Detaliczna, który wyniósł odpowiednio 28% oraz 27% całkowitych przychodów brutto Grupy). Przychody w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie stanowiły około 26% całkowitych przychodów Grupy, natomiast segment Dystrybucji stanowił około 12% łącznych przychodów Grupy. W 2008 roku struktura procentowa przychodów brutto ogółem przed wyłączeniami według segmentów działalności nie uległa istotnej zmianie w porównaniu do roku 2007. Porównanie struktury procentowej przychodów brutto ogółem pomiędzy latami 2007 oraz 2006 jest utrudnione ze względu na fakt, iż w 2006 roku segment Sprzedaży Detalicznej oraz segment Dystrybucji energii były prezentowane łącznie (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

Wyłączenia międzysegmentowe odnoszą się głównie do: (i) międzysegmentowych transakcji sprzedaży energii elektrycznej przez segment Wydobycie i Wytwarzanie oraz segment Energetyka Odnawialna do segmentu Obrót Hurtowy, (ii) międzysegmentowych transakcji sprzedaży energii elektrycznej przez segment Obrót Hurtowy do segmentu Sprzedaż Detaliczna oraz (iii) międzysegmentowych transakcji sprzedaży usług dystrybucji energii elektrycznej przez segment Dystrybucji do segmentu Sprzedaży Detalicznej.

7.1.2.2. EBIT i EBITDA

Poniższe tabele prezentują kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku, 31 grudnia 2007 roku i 31 grudnia 2006 roku (po dokonaniu wyłączeń). Informacje na temat danych dotyczących EBIT i EBITDA znajdują się w Rozdziale XXVI Prospektu.

Tabela 15: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku (po dokonaniu wyłączeń)

	Wydobycie i Wytwarzanie	Energetyka Odnawialna	Sprzedaż Detaliczna	Dystrybucja	Obrót Hurtowy	Pozostała działalność
w mln PLN, o ile nie podano inaczej	*Za rok zakończony 31 grudnia 2008*					
EBITDA[2]	4.135,4	197,2	80,9	1.046,3	119,3	268,0
EBIT[2]	2.644,2	115,7	74,5	232,1	71,2	124,6
Capex	3.084,4	130,1	5,9	970,3	12,2	189,7
Aktywa segmentu	23.333,1	1.403,5	1.188,5	13.266,1	800,4	1.438,9
Pracownicy (liczba*)	22.968	174	1.722	12.796	471	8.496

*Liczba pracowników w przeliczeniu na pełne etaty

Źródło: Emitent

Tabela 16: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku (po dokonaniu wyłączeń)

	Wydobycie i Wytwarzanie	Energetyka Odnawialna	Sprzedaż Detaliczna	Dystrybucja	Obrót Hurtowy	Pozostała działalność
w mln PLN, o ile nie podano inaczej	*Za rok zakończony 31 grudnia 2007*					
EBITDA[2]	3.027,3	163,8	49,3	1.025,3	253,7	235,3
EBIT[2]	1.485,9	87,6	41,4	213,4	201,7	104,2
Capex	2.287,3	91,8	5,3	881,0	7,4	501,1
Aktywa segmentu	21.610,8	1.358,2	1.049,2	13.273,1	1.343,3	1.558,5
Pracownicy (liczba*)	23.552	160	1.715	12.793	370	9.144

*Liczba pracowników w przeliczeniu na pełne etaty

Źródło: Emitent

[2] W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

Tabela 17: Kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku (po dokonaniu wyłączeń)

w mln PLN, o ile nie podano inaczej	Wydobycie i Wytwarzanie	Energetyka Odnawialna	Dystrybucja i Sprzedaż Detaliczna**	Obrót Hurtowy	Pozostała działalność
	Za rok zakończony 31 grudnia 2006				
EBITDA[2]	2.866,5	142,6	1.033,8	694,0	228,2
EBIT[2]	1.307,6	71,6	228,3	643,6	96,7
Capex	1.321,7	146,1	807,6	16,5	287,0
Aktywa segmentu	22.842,0	1.361,7	14.716,0	2.185,2	1.752,0
Pracownicy (liczba*)	24.317	155	14.641	311	8.239

*Liczba pracowników w przeliczeniu na pełne etaty

** Za 2006 rok segmenty Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej były prezentowane łącznie

Źródło: Emitent

W latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008 roku, 2007 roku i 2006 roku segment Wydobycie i Wytwarzanie wygenerował odpowiednio 81%, 70% i 56% zysku operacyjnego (EBIT) Grupy. Wzrost EBIT w 2008 roku o około 78% w porównaniu do 2007 roku oraz o około 14% w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku wynikał głównie ze wzrostu cen energii elektrycznej na krajowym rynku hurtowym.

Spadek EBIT w roku 2008 w porównaniu do roku 2007 o około 65% w segmencie Obrotu Hurtowego wynikał głównie z niższego o 279,1 mln PLN wyniku na pozostałej działalności operacyjnej zrealizowanego przez Emitenta. Na niższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej osiągnięty przez Emitenta miała wpływ utworzona rezerwa w wysokości 285,7 mln PLN na brak dostaw energii elektrycznej oraz na pokrycie kosztów wymiany transgranicznej w związku ze sporem ze spółką Atel (porównaj opis w punkcie 14.2.5. w Rozdziale XIII Prospektu).

Niższy EBIT w 2007 roku o około 69% w porównaniu do roku 2006 w segmencie Obrotu Hurtowego wynikał głównie z obniżenia o 283,5 mln PLN wyniku na sprzedaży energii w PGE na skutek zmniejszenia zarówno wolumenu sprzedawanej energii o 6,3 TWh (w tym: MIE – 2,4 TWh, kontrakty historyczne – 1,6 TWh, Vattenfall – 1,3 TWh), jak i zmniejszenia realizowanej marży z 13,8 PLN/MWh w 2006 roku do 10,2 PLN/MWh w 2007 roku na skutek głównie spadku cen w obrocie zagranicznym. Zmniejszenie wolumenu MIE z 33,5 TWh w 2006 roku do 31,1 TWh w 2007 roku wynikało z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy PGE. Obniżenie ilości sprzedanej energii w obszarze międzynarodowego obrotu energią elektryczną związane było z zaprzestaniem eksportu w ramach Kontraktu Verbund oraz zrealizowaniem niższego wolumenu obrotu w ramach kontraktu z grupą Vattenfall w wyniku niesprzyjających relacji cenowych pomiędzy TGE a giełdą Nord pool.

Wzrost EBIT w segmencie Sprzedaży Detalicznej o około 80% w roku 2008 w porównaniu do roku 2007 wynikał głównie ze zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych.

W 2008 roku segment Dystrybucji wygenerował zysk operacyjny (EBIT) na poziomie 232,1 mln PLN w porównaniu do 213,4 mln PLN w roku 2007. Wzrost EBIT o około 9% wynikał głównie ze wzrostu stawek opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Rok 2008 był pierwszym rokiem taryfowania przedsiębiorstw sektora dystrybucji w ustalonym przez Prezesa URE 3-letnim okresie regulacji, tj. okresie, na jaki zostaną ustalone wartości współczynników korekcyjnych, wyznaczonych w odniesieniu do modelowych wielkości kosztów operacyjnych. Do kalkulacji uzasadnionego zwrotu z kapitału w pierwszym roku 3-letniego okresu regulacji (tj. roku 2008) została przyjęta wartość regulacyjna aktywów (WRA) równa wartości majątku zaangażowanego wyłącznie w działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej (tj. 100% wartości netto majątku według stanu przed wydzieleniem OSD).

Wzrost EBIT w segmencie Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej o około 12% w roku 2007 w porównaniu do roku 2006 wynikał głównie z uznania pełnej podstawy kalkulacji WRA. W ramach tak zwanej „ścieżki dochodzenia" Prezes URE od 2003 roku w kolejnych latach uznawał wyższą podstawę wynagrodzenia Wartości Regulacyjnej Aktywów. W latach 2003 i 2004 podstawa kalkulacji zwrotu z zaangażowanego kapitału była równa 25% WRA, w roku 2005 50% WRA, w roku 2006 75% WRA, by w roku 2007 w taryfie uznać zwrot z majątku wynoszący 100% WRA. Wzrost EBIT wynikający z większego zwrotu na kapitale widoczny w roku 2007 względem roku 2006 został w znacznym stopniu ograniczony wystąpieniem kosztów wynikających z wydzielenia pod koniec czerwca 2007 roku OSD (porównaj opis w punkcie 5.2. w Rozdziale VIII Prospektu), które nie miały pokrycia w taryfach OSD obowiązujących w 2007 roku.

7.1.2.3. Koszt własny sprzedaży

Koszt własny sprzedaży obejmuje: koszt wytworzenia sprzedanych produktów, wartość sprzedanych towarów i materiałów według cen zakupu, odpisy z tytułu trwałej utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych, wartości niematerialnych oraz należności poniesione w okresie sprawozdawczym.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku koszt własny sprzedaży Grupy wyniósł 15.552,4 mln PLN w porównaniu do 19.041,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 20.838,4 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza odpowiednio spadek rok do roku o około 18% w roku 2008 i około 9% w roku 2007. Spadek kosztów wynika głównie ze zmniejszenia kosztów usług obcych oraz zmniejszenia wartości sprzedanych towarów i materiałów (w tym głównie energii nabywanej w ramach KDT).

Tabela 18: Uzgodnienie kosztów rodzajowych do kosztu własnego sprzedaży za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Koszty w układzie rodzajowym					
Amortyzacja	2.584,2	2.608,7	2.590,5	*-1%*	*1%*
Zużycie materiałów i energii	3.334,0	3.253,0	3.197,3	*2%*	*2%*
Usługi obce	4.218,1	7.117,3	7.286,7	*-41%*	*-2%*
Podatki i opłaty	1.256,5	1.089,6	806,0	*15%*	*35%*
Koszty osobowe	3.854,8	3.502,4	3.451,8	*10%*	*1%*
Pozostałe koszty rodzajowe	217,0	210,5	175,8	*3%*	*20%*
Koszty rodzajowe ogółem	**15.464,6**	**17.781,5**	**17.508,0**	***-13%***	***2%***
Zmiana stanu produktów	846,7	(60,9)	30,5	-	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(898,3)	(891,4)	(755,0)	*1%*	*18%*
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	**15.413,0**	**16.829,3**	**16.783,5**	***-8%***	*0,3%*
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(909,8)	(1.058,3)	(524,4)	*-14%*	*102%*
Koszty ogólnego zarządu	(987,5)	(948,5)	(825,5)	*4%*	*15%*
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	2.036,8	4.218,5	5.404,7	*-52%*	*-22%*
Koszt własny sprzedaży	**15.552,4**	**19.041,0**	**20.838,4**	***-18%***	***-9%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.1.2.4. Amortyzacja

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku łączne odpisy amortyzacyjne wyniosły 2.584,2 mln PLN, co zasadniczo odpowiada poziomowi amortyzacji z lat poprzednich. Najistotniejszy udział w kosztach amortyzacji w 2008 roku miały podmioty z segmentu Wydobycia i Wytwarzania, w przypadku których koszt amortyzacji obejmował przede wszystkim amortyzację maszyn i urządzeń, oraz spółki zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, w których amortyzacji podlega głównie majątek obejmujący w szczególności linie i stacje energetyczne.

7.1.2.5. Koszty zużycia materiałów i energii

Koszt materiałów i energii obejmuje przede wszystkim zakup paliw (głównie węgiel kamienny i gaz ziemny) oraz pozostałych materiałów, w tym materiałów remontowych i konserwacyjnych, koszt zakupu energii elektrycznej na wewnętrzne potrzeby produkcyjne (głównie w elektrowniach szczytowo-pompowych, kopalniach węgla brunatnego – urządzenia pompujące oraz w elektrowniach – wyposażenie dodatkowe), a także zakup energii elektrycznej dla pokrycia strat sieciowych przez spółki dystrybucyjne.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku łączne koszty zużycia materiałów i energii wyniosły 3.334,0 mln PLN, co oznacza wzrost o około 2% w porównaniu do roku 2007 oraz wzrost o około 2% w roku 2007 w porównaniu do roku 2006. Nieznaczna zmiana była spowodowana w głównej mierze wzrostem średnich cen węgla kamiennego zapłaconych przez PGE w okresie od 2006 do 2008 roku (o około 19% w roku 2008 i około 2% w roku 2007). Segment Wydobycie i Wytwarzanie ma największy udział w kosztach zużycia materiałów i energii (przed wyłączeniami): w roku 2008 wyniósł on około 72%.

7.1.2.6. Koszt usług obcych

Na koszty usług obcych ponoszonych przez spółki Grupy PGE składały się głównie koszty zakupu usług w celu świadczenia usług dodatkowych polegających na utrzymywaniu wymaganego stanu KSE, świadczonych przez zarządcę kontraktów na rzecz operatora systemu przesyłowego poprzez wykonanie postanowień KDT umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a Prawa Energetycznego, koszty zakupu usług przesyłowych przez spółki dystrybucyjne od OSP, koszty remontów i eksploatacji, koszty usług transportowych, informatycznych, doradczych, pozostałe usługi obce.

W 2008 roku łączne koszty usług obcych w Grupie PGE wyniosły 4.218,1 mln PLN i były o około 41% niższe niż w roku 2007 oraz około 2% niższe w roku 2007 w porównaniu do roku 2006. Największy udział w kosztach usług obcych miały: (i) w 2008 roku spółki z obszaru Dystrybucji (około 34% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami) głównie za sprawą kosztów zakupu usług przesyłowych od PSE Operator, (ii) w latach 2007 oraz 2006 PGE (odpowiednio 43% oraz 52% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami) głównie za sprawą kosztów zakupu usług od wytwórców objętych KDT w celu świadczenia usług dodatkowych na rzecz OSP.

Spadek kosztów usług obcych w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku oraz w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku wynikał głównie z niższych kosztów wytworzenia usługi dodatkowej przez PGE odpowiednio o 2.158,3 mln PLN oraz o 578,3 mln PLN.

7.1.2.7. Podatki i opłaty

Na podatki i opłaty ponoszone przez spółki Grupy PGE składały się głównie opłaty koncesyjne, opłaty za wieczyste użytkowanie gruntów, opłaty za korzystanie ze środowiska (w tym umorzenie praw majątkowych), podatek od nieruchomości, podatek od towarów i usług oraz wpłaty należne na Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych (PFRON).

W 2008 roku łączne koszty podatków i opłat w Grupie wyniosły 1.256,5 mln PLN i były o około 15% wyższe niż w roku 2007 oraz o około 35% wyższe w roku 2007 w porównaniu do roku 2006.

7.1.2.8. Koszty osobowe

W skład kosztów osobowych wchodzą między innymi koszty płac zasadniczych, premie i nagrody (w tym nagrody jubileuszowe), odprawy emerytalne, świadczenia wynikające z Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy (ZUZP), narzuty na wynagrodzenia oraz koszty pracowniczych programów emerytalnych.

W 2008 roku łączne koszty osobowe w Grupie PGE wyniosły 3.854,8 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 10% w porównaniu do 2007 roku przy wzroście o około 1% w roku 2007 w porównaniu do roku 2006.

Wzrost kosztów osobowych w 2008 roku w porównaniu do roku 2007 wynikał głównie z: (i) wzrostu kosztów wynagrodzeń o 145,8 mln PLN na skutek zwiększenia średniego wynagrodzenia przy jednoczesnym spadku zatrudnienia w Grupie PGE o około 2% (spadek o 1.107,7 etatu według stanu na koniec grudnia 2008 roku wynikający ze zbycia w maju 2008 roku wszystkich akcji w spółkach PSE-Info oraz EPC oraz wypłaty na rzecz Skarbu Państwa dywidendy rzeczowej w formie przeniesienia wszystkich akcji spółek PSE-Centrum, PSE-Wschód, PSE-Zachód, PSE-Południe oraz PSE-Północ), (ii) wzrostu innych świadczeń po okresie zatrudnienia o 72,2 mln PLN, (iii) wzrostu pozostałych kosztów świadczeń pracowniczych o 60,5 mln PLN, (iv) wzrostu nagród jubileuszowych i deputatów o 57,2 mln PLN.

Wzrost kosztów osobowych w 2007 roku w porównaniu do roku 2006 o 50,6 mln PLN był głównie związany ze wzrostem kosztów wynagrodzeń o 142,7 mln PLN na skutek zwiększenia średniego wynagrodzenia, przy jednoczesnym spadku pozostałych kosztów świadczeń pracowniczych o 105,1 mln PLN.

Największy udział w kosztach osobowych miały w 2008 roku spółki z segmentu Wydobycia i Wytwarzania (około 53% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami).

7.1.2.9. Zmiana stanu produktów

Zmiana stanu produktów jest pozycją uzgadniającą pomiędzy dwoma metodami prezentowania kosztów operacyjnych w rachunku zysków i strat: rachunku porównawczym oraz rachunku kalkulacyjnym. Zmiana stanu produktów odzwierciedla zmianę wartości niesprzedanych (użytych) produktów gotowych oraz zmianę wartości rozliczeń międzyokresowych kosztów czynnych i biernych ujętych w rachunku porównawczym i kalkulacyjnym. Pozycja przyjmuje wartości dodatnie w przypadku, gdy produkcja sprzedana jest mniejsza od wyprodukowanej oraz/lub gdy koszty operacyjne ujęte w rachunku porównawczym są wyższe od kosztów faktycznie poniesionych (ujętych w rachunku kalkulacyjnym). Zmniejszenie stanu produktów występuje w sytuacji odwrotnej.

Dodatnia zmiana stanu produktów w wysokości 846,7 mln PLN w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2008 roku odzwierciedla fakt, iż koszty ujęte w ewidencji kosztów w układzie rodzajowym były wyższe niż koszty wytworzenia i sprzedaży produktów, przyporządkowane do okresu sprawozdawczego. Ujemna zmiana stanu produktów w wysokości (60,9) mln PLN w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2007 roku odzwierciedla fakt, iż koszty ujęte w ewidencji kosztów w układzie rodzajowym były niższe niż koszty wytworzenia i sprzedaży produktów, przyporządkowane do okresu sprawozdawczego. Dodatnia zmiana stanu produktów w wysokości 30,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2006 roku odzwierciedla fakt, iż koszty ujęte w ewidencji kosztów w układzie rodzajowym były wyższe niż koszty wytworzenia i sprzedaży produktów, przyporządkowane do okresu sprawozdawczego.

7.1.2.10. Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby

Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby dotyczy głównie spółek, które posiadają własne samobilansujące się oddziały wykonujące nawzajem dla siebie usługi, roboty remontowo-budowlane, transportowe, ale także usługi własnych wydziałów, jakie weszły w skład kosztu wytworzenia środków trwałych.

Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku wzrósł o około 1%, przy wzroście w roku 2007 o około 18% w porównaniu do roku 2006. Największy udział w kosztach wytworzenia świadczeń na własne potrzeby miały w 2008 roku spółki z segmentu Wydobycia i Wytwarzania (77% łącznych kosztów Grupy PGE), gdzie część prac inwestycyjnych jest realizowana siłami własnymi.

Wzrost kosztów wytworzenia świadczeń na własne potrzeby w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku wynikał głównie z wyższego na dzień bilansowy stanu zapasów, które zostały wytworzone w spółkach Grupy Kapitałowej (przede wszystkim prawa majątkowe ze świadectw pochodzenia energii).

7.1.2.11. Koszty sprzedaży i dystrybucji

W skład kosztów sprzedaży i dystrybucji wchodzą koszty usług reklamowych, koszty prowizji handlowych, koszty związane z opłatami tranzytowymi w zagranicznym obrocie energią elektryczną, koszty rezerwowania zdolności przesyłowych w transgranicznej wymianie energii elektrycznej oraz koszty opłat wnoszonych na rzecz OSP przez spółki Grupy zajmujące się obrotem energią.

W 2008 roku łączne koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 909,8 mln PLN, co stanowiło spadek o około 14% w porównaniu do roku 2007 oraz wzrost o około 102% w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku. Największy udział w kosztach sprzedaży miały w 2008 roku spółki z segmentu Sprzedaży Detalicznej (72,8% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami).

Spadek kosztów sprzedaży i dystrybucji w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku wynikał głównie z niższych kosztów handlowych poniesionych przez PGE w związku ze spadkiem kosztów rezerwacji zdolności przesyłowych o około 98% z 127 mln PLN w 2007 roku do 2 mln PLN w 2008 roku oraz spadkiem kosztów opłat tranzytowych o około 48% z 18 mln PLN w 2007 roku do 10 mln PLN w 2008 roku z uwagi na zaprzestanie w 2007 roku realizacji kontraktu na dostawę energii elektrycznej z Polski do Austrii przez polski i czeski system energetyczny, zawartego pomiędzy Österreichische Elektrizitätswirtschafts AG a Emitentem oraz Elektrim S.A. w dniu 19 maja 1993 roku („**Kontrakt Verbund**") oraz Kontraktu z Atel w 2008 roku.

Natomiast wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku wynikał głównie z ujęcia w 2007 roku kosztów zakupu świadectw pochodzenia energii przez Spółki Sprzedaży Detalicznej. W roku 2008 Grupa zmieniła zasady prezentacji kosztów świadectw pochodzenia, w związku z czym dane porównywalne za rok 2007 zostały odpowiednio przekształcone (zgodnie z nowymi zasadami prezentacji koszty świadectw pochodzenia prezentowane są w kosztach sprzedaży i dystrybucji, a przed przekształceniem były prezentowane w koszcie własnym sprzedaży). Wzrost ten został częściowo skompensowany:

- realizacją mniejszego wolumenu eksportu z uwagi na ograniczenia mocy połączeń transgranicznych w aukcjach przez OSP oraz mniejsze opłaty na rzecz OSP z tytułu zaprzestania realizacji Kontraktu Verbund (spadek kosztów rezerwacji zdolności przesyłowych o około 31% z 185 mln PLN poniesionych w 2006 roku do 127 mln PLN w 2007 roku, spadek kosztów opłat tranzytowych o około 65% z 53 mln PLN poniesionych w 2006 roku do 18 mln PLN poniesionych w 2007 roku),
- niższym poziomem przychodów z tytułu międzynarodowego obrotu energią elektryczną, które wpłynęły na obniżenie kosztów prowizji handlowych.

7.1.2.12. Koszty ogólnego zarządu

W skład kosztów ogólnego zarządu wchodzą między innymi amortyzacja majątku wykorzystywanego w realizacji funkcji administracyjnych, koszty zużycia materiałów i energii w części dotyczącej zużycia na potrzeby administracyjne, koszty usług obcych związanych z funkcjami administracyjnymi oraz wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników wydziałów administracyjnych.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 987,5 mln PLN, co oznacza wzrost o około 4% w porównaniu do roku 2007 oraz wzrost o około 15% w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku. Zwiększenie kosztów ogólnego zarządu w 2008 roku w porównaniu do roku 2007 o 39,0 mln PLN było spowodowane w głównej mierze wzrostem kosztów osobowych (głównie z tytułu wyższych rezerw aktuarialnych na świadczenia pracownicze).

Wzrost kosztów ogólnego zarządu w 2007 roku w porównaniu do roku 2006 wynikał głównie z: (i) wzrostu kosztów osobowych (utworzenie wyższych rezerw aktuarialnych na świadczenia pracownicze i wzrost płac); (ii) zmiany klasyfikacji pewnych kosztów osobowych w 2007 roku i ich przeniesienia z kosztu własnego sprzedaży do kosztów ogólnego zarządu; (iii) wzrostu kosztu sponsoringu w PGE.

7.1.2.13. Wartość sprzedanych towarów i materiałów

Wartość sprzedanych towarów i materiałów obejmuje przede wszystkim zakup energii elektrycznej w celu jej dalszej odsprzedaży, zakup usług dystrybucyjnych przez Spółki Sprzedaży Detalicznej, a także zakup świadectw pochodzenia do ich dalszej odsprzedaży.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wartość sprzedanych towarów i materiałów wyniosła 2.036,8 mln PLN, co oznacza spadek o około 52% w porównaniu do roku 2007, przy 22-procentowym spadku w roku 2007 w porównaniu do roku 2006. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku największy udział w wartości sprzedanych towarów i materiałów posiadał segment Sprzedaż Detaliczna (około 36% całkowitych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami wewnątrzgrupowymi) oraz Emitent (około 33% całkowitych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami wewnątrzgrupowymi).

Spadek wartości sprzedanych towarów i materiałów w 2008 roku w porównaniu do roku 2007 był w głównej mierze spowodowany niższym poziomem zakupu energii elektrycznej przez PGE spoza Grupy PGE w rezultacie rozwiązania KDT w pierwszym kwartale 2008 roku (zakup niższy o 15,9 TWh).

7.1.2.14. Zysk brutto na sprzedaży

W wyniku zaistnienia powyższych zdarzeń Grupa osiągnęła zysk brutto na sprzedaży (całkowite przychody ze sprzedaży pomniejszone o koszt własny sprzedaży) w wysokości 5.045,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w stosunku do 4.049,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w stosunku do 3.505,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza wzrost odpowiednio o około 25% i o około 16%.

7.1.2.15. Pozostałe przychody operacyjne

Pozostałe przychody operacyjne wynikają przede wszystkim ze zmiany wyceny rezerwy na rekultywację, rozwiązania pozostałych rezerw bilansowych, rozwiązania odpisów aktualizujących należności, wartości otrzymanych odszkodowań, kar i grzywien.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku pozostałe przychody operacyjne Grupy wyniosły 747,1 mln PLN, co oznacza wzrost o około 31% w stosunku do kwoty 572,4 mln PLN osiągniętej w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007. Pozostałe przychody operacyjne w roku 2007 wzrosły natomiast o około 20% w stosunku do kwoty 476,9 mln PLN zaewidencjonowanej w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Tabela 19: Podział pozostałych przychodów operacyjnych Grupy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Pozostałe przychody operacyjne					
Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	13,1	6,9	4,8	*90%*	*44%*
Rozwiązanie odpisów aktualizujących należności	20,1	91,3	83,3	*-78%*	*10%*
Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	4,5	2,3	3,8	*96%*	*-39%*
Rozwiązanie rezerw bilansowych	18,4	91,5	32,7	*-80%*	*180%*
Otrzymane kary, grzywny, odszkodowania	89,4	44,7	44,6	*100%*	*0%*
Otrzymane dotacje	6,6	8,1	6,9	*-19%*	*17%*
Zwrot podatków	3,8	21,7	26,5	*-82%*	*-18%*
Zwrot kosztów postępowania sądowego	1,8	1,3	2,2	*38%*	*-41%*
Umorzone zobowiązania	0,1	0,2	3,9	*-50%*	*-95%*
Aktywa otrzymane nieodpłatnie	1,6	8,5	8,7	*-81%*	*-2%*
Przychody refakturowane	0,0	4,1	1,8	-	*128%*
Sprzedaż praw do emisji CO_2			0,0		-
Zmiana wyceny rezerwy rekultywacyjnej	565,3	232,4	207,5	*143%*	*12%*
Pozostałe	22,5	59,4	50,2	*-62%*	*18%*
Pozostałe przychody operacyjne ogółem	**747,1**	**572,4**	**476,9**	***31%***	***20%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Zwiększenie pozostałych przychodów operacyjnych w roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do 2007 roku jest związane przede wszystkim z rozwiązaniem rezerwy rekultywacyjnej w KWB Bełchatów na kwotę 530,0 mln PLN przy jednoczesnym zmniejszeniu wartości rozwiązanych rezerw bilansowych o 73,1 mln PLN oraz spadku wartości odpisów aktualizujących należności o 71,2 mln PLN.

Z kolei wzrost pozostałych przychodów operacyjnych w roku zakończonym 31 grudnia 2007 roku w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2006 roku wynika głównie z większej wartości rozwiązanych rezerw bilansowych o 58,8 mln PLN oraz spadku wyceny rezerwy rekultywacyjnej o 24,9 mln PLN.

Dodatkowe informacje na temat rezerw, w tym rezerwy rekultywacyjnej, dostępne są w niniejszym Rozdziale w części „Istotne zasady rachunkowości według MSSF" oraz w Rozdziale VIII Prospektu.

7.1.2.16. Pozostałe koszty operacyjne

Pozostałe koszty operacyjne obejmują stratę ze zbycia rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych, rozwiązanie/utworzenie odpisów aktualizujących z wyjątkiem odpisów związanych z działalnością finansową lub uwzględnionych w koszcie własnym sprzedaży, dotacje, koszty likwidacji szkód i usuwania awarii, kary i inne koszty nie związane z działalnością podstawową.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała pozostałe koszty operacyjne w wysokości 632,8 mln PLN w stosunku do 481,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w stosunku do 310,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Tabela 20: Podział pozostałych kosztów operacyjnych Grupy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Pozostałe koszty operacyjne					
Utworzenie odpisów aktualizujących należności	24,6	26,8	33,8	*-8%*	*-21%*
Utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	5,3	77,5	57,5	*-93%*	*35%*
Strata ze zbycia rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych	33,7	79,5	85,2	*-58%*	*-7%*
Utworzenie rezerw	362,1	164,6	35,2	*120%*	*368%*
Udzielone darowizny	7,8	5,9	9,6	*32%*	*-39%*
Odszkodowania	8,6	31,7	12,6	*-73%*	*152%*
Koszty postępowania spornego	4,1	6,2	2,1	*-34%*	*195%*
Likwidacja szkód/usuwanie awarii	63,2	18,7	6,4	*238%*	*192%*
Likwidacja rzeczowych aktywów trwałych	31,2	7,5	10,8	*316%*	*-31%*
Umorzenie należności	3,5	2,9	1,0	*21%*	*190%*
Koszty działalności socjalnej	8,0	7,0	6,5	*14%*	*8%*
Wynagrodzenie z tytułu umowy przejęcia długu	10,5	-	-	-	-
Różnica między wartością bilansową a godziwą dywidendy rzeczowej	21,9	-	-	-	-
Pozostałe	48,3	52,6	49,4	*-8%*	*6%*
Pozostałe koszty operacyjne ogółem	**632,8**	**481,0**	**310,0**	***32%***	***55%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Wzrost pozostałych kosztów operacyjnych w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 roku wynika głównie ze wzrostu utworzonych rezerw do 362,1 mln PLN z 164,6 mln PLN oraz wzrostu kosztów likwidacji szkód i usuwania awarii do 63,2 mln PLN z 18,7 mln PLN.

W 2008 roku Emitent utworzył w kosztach operacyjnych rezerwę w wysokości 285,7 mln PLN na pokrycie kosztów wymiany transgranicznej oraz na brak dostaw energii elektrycznej w związku ze sporem ze spółką Atel. Koszty likwidacji szkód i usuwania awarii dotyczyły głównie: (i) kopalni w związku z awariami koparek, (ii) Elektrowni Opole w związku z awarią transformatora, (iii) EC Gorzów w związku z awarią turbiny gazowo-parowej.

Wzrost pozostałych kosztów operacyjnych w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2006 roku wynika głównie ze wzrostu utworzonych rezerw, kosztów odszkodowań oraz utworzonych odpisów z tytułu utraty wartości pozostałych aktywów.

W szczególności, w 2007 roku Grupa utworzyła w kosztach operacyjnych rezerwę w wysokości 84,2 mln PLN na odszkodowanie na rzecz PKN Orlen S.A., w związku ze sporem dotyczącym sprzedaży przez PKN Orlen S.A. udziałów w NOM Sp. z o.o., spółce zależnej Grupy. Ponadto Grupa utworzyła odpis z tytułu utraty wartości w wysokości 51,3 mln PLN dotyczący rzeczowych aktywów trwałych EC Kielce. Dodatkowe informacje dotyczące utworzonych rezerw zostały przedstawione w punkcie 5. powyżej.

7.1.2.17. Przychody finansowe

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa uzyskała przychody finansowe w wysokości 505,1 mln PLN w porównaniu do 630,9 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 492,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. W każdym z tych lat obrotowych przychody finansowe obejmowały przede wszystkim odsetki oraz dodatnie różnice kursowe.

Tabela 21: Główne pozycje przychodów finansowych Grupy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Przychody finansowe					
Przychody finansowe z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	**459,7**	**592,2**	**429,6**	***-22%***	*38%*
Dywidendy	3,2	5,4	3,4	*-41%*	*59%*
Odsetki	216,6	226,8	186,1	*-4%*	*22%*
Aktualizacja wartości/rozwiązanie odpisów aktualizujących	65,4	15,9	21,3	*311%*	*-25%*
Zysk ze zbycia inwestycji	23,2	45,9	26,6	*-49%*	*73%*
Dodatnie różnice kursowe	151,4	298,2	192,2	*-49%*	*55%*
Pozostałe przychody finansowe, w tym:	**45,4**	**38,7**	**62,4**	*17%*	*-38%*
Odsetki od należności budżetowych	2,6	0,9	38,9	*189%*	*-98%*
Rozwiązanie rezerw	0,4	24,6	14,5	*-98%*	*70%*
Różnica między wartością bilansową a godziwą dywidendy rzeczowej	35,8	-	-	*NM*	*NM*
Pozostałe	6,6	13,1	9,0	*-50%*	*46%*
Przychody finansowe ogółem	**505,1**	**630,9**	**492,0**	*-20%*	*28%*

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Spadek przychodów finansowych o 125,8 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w stosunku do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 roku był spowodowany przede wszystkim: (i) niższym poziomem oprocentowania lokat i depozytów w bankach, co skutkowało spadkiem przychodów z tytułu odsetek o 10,2 mln PLN, oraz (ii) spadkiem wartości dodatnich różnic kursowych o 146,8 mln PLN, co jest w głównej mierze wynikiem transakcji denominowanych w walutach obcych (w tym w szczególności pożyczek bankowych oraz obligacji wyemitowanych przez Elektrownię Turów oraz transakcji realizowanych w zagranicznym obrocie energią elektryczną przez PGE oraz PGE Electra). W roku zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała wyższe pozostałe przychody finansowe w stosunku do roku zakończonego 31 grudnia 2007 o 6,7 mln PLN, co było głównie spowodowane ujęciem różnicy między wartością bilansową a wartością godziwą dywidendy rzeczowej (zdarzenie o charakterze jednorazowym), która została skompensowana niższą wartością rozwiązanych rezerw.

Wzrost przychodów finansowych o 138,9 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku w stosunku do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2006 roku był przede wszystkim spowodowany wyższym poziomem depozytów w bankach oraz inwestycjami w krótkoterminowe papiery wartościowe, który przełożył się na wzrost przychodów z tytułu odsetek o 40,7 mln PLN. W roku 2007 Grupa zanotowała także wzrost wartości dodatnich różnic kursowych o 106,0 mln PLN. W 2006 roku Grupa wykazała wyższe pozostałe przychody finansowe w stosunku do roku 2007, na co miało wpływ otrzymanie w 2006 roku odsetek w wysokości 38,9 mln PLN w związku z korzystnym rozstrzygnięciem podatkowym, które miało charakter jednorazowy i nie zostało powtórzone w 2007 roku.

7.1.2.18. Koszty finansowe

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku koszty finansowe Grupy wyniosły 836,4 mln PLN w porównaniu do 1.026,9 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 815,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Tabela 22: Główne pozycje kosztów finansowych Grupy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

W mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Koszty finansowe					
Koszty finansowe z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	**638,4**	**866,8**	**667,4**	*-26%*	*30%*
Odsetki	318,9	466,6	530,1	*-32%*	*-12%*
Aktualizacja wartości	50,5	203,3	16,5	*-75%*	*NM*
Odpis aktualizujący	15,7	39,7	11,0	*-60%*	*261%*
Strata ze zbycia inwestycji	0,5	18,8	15,7	*-97%*	*20%*
Ujemne różnice kursowe	252,8	138,4	94,1	*83%*	*47%*
Pozostałe koszty finansowe, w tym:	**198,1**	**160,1**	**148,1**	*24%*	*8%*
Odwrócenie dyskonta	155,7	134,1	124,4	*16%*	*8%*
Odsetki od zobowiązań budżetowych	2,7	0,3	3,1	*800%*	*-90%*
Pozostałe	39,7	25,7	20,6	*54%*	*25%*
Koszty finansowe ogółem	**836,4**	**1.026,9**	**815,5**	*-19%*	*26%*

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W każdym z analizowanych lat koszty finansowe obejmowały przede wszystkim koszty odsetek oraz ujemne różnice kursowe.

Spadek kosztów finansowych o 190,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 był głównie spowodowany: (i) spadkiem kosztów odsetek od instrumentów finansowych o 147,7 mln PLN (w 2008 roku ujęto w rachunku zysków i strat ujemną wycenę memoriałową wartości godziwej transakcji IRS – ang. Interest Rate Swap, umowa zamiany stawek procentowych w wysokości 44,8 mln PLN) oraz (ii) niższym o 152,8 mln PLN poziomem aktualizacji wartości instrumentów finansowych. Spadek kosztów finansowych został częściowo skompensowany przez wzrost ujemnych różnic kursowych o 114,4 mln PLN. W 2008 roku Grupa zanotowała wzrost pozostałych kosztów finansowych o 38,0 mln PLN, na co miały wpływ wyższe o 21,6 mln PLN koszty z tytułu odwrócenia dyskonta.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku koszty finansowe obejmowały dodatkowo aktualizację wartości instrumentów finansowych w wysokości 203,3 mln PLN, z czego 153 mln PLN dotyczyło kosztu wykupu przed terminem obligacji wyemitowanych przez Elektrownię Turów. Jednocześnie w 2007 roku spadły koszty odsetek od instrumentów finansowych w związku z niższym poziomem zadłużenia. Ujemne różnice kursowe dotyczą głównie hurtowego obrotu energią elektryczną na rynku międzynarodowym.

Tabela 23: Wynik na działalności finansowej za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Przychody finansowe ogółem	505,1	630,9	492,0	*-20%*	*28%*
Koszty finansowe ogółem	836,4	1.026,9	815,5	*-19%*	*26%*
Wynik na działalności finansowej	**(331,3)**	**(396,0)**	**(323,5)**	***-16%***	***22%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W efekcie powyższych zmian wynik na działalności finansowej w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniósł -331,3 mln PLN i był o 64,7 mln PLN (o około 16%) wyższy niż wynik na działalności finansowej w roku 2007. Natomiast w roku 2007 wynik na działalności finansowej był o 72,5 mln PLN (o około 22%) niższy niż wynik na działalności finansowej w roku 2006.

7.1.2.19. Udział w zysku jednostek stowarzyszonych

W latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku Grupa PGE posiadała następujące udziały w jednostkach stowarzyszonych: (i) udział 21,85% (17,56% w latach 2007-2006) w Polkomtel, operatorze telefonii komórkowej, (ii) udział 24,44% w PEC S.A. w Bogatyni, lokalnym dystrybutorze energii cieplnej, (iii) udział 43,83% w Przedsiębiorstwie Wielobranżowym Atex sp. z o.o., spółce dostarczającej systemy kontrolne oraz (iv) udział 33,0% w Swe-Pol Link AB, spółce zajmującej się przesyłem energii elektrycznej na połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską a Szwecją. Spośród powyższych inwestycji główny udział w zysku jednostek stowarzyszonych ma spółka Polkomtel.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku Grupa wykazała udział w zysku jednostek stowarzyszonych w wysokości 238,6 mln PLN w porównaniu do 239,2 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 198,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza nieznaczny spadek w roku 2008 o około 0,3% w porównaniu do roku 2007 oraz wzrost o około 21% w roku 2007 w porównaniu do roku 2006.

Spadek w 2008 roku wynika z osiągnięcia przez Przedsiębiorstwo Wielobranżowe Atex sp. z o.o. straty w porównaniu do zysku w roku 2007 (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 27 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Wzrost w 2007 roku wynika z wyższego zysku osiągniętego przez Polkomtel w porównaniu do roku 2006 (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 27 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

7.1.2.20. Zysk brutto

Zysk brutto Grupy w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniósł 3.169,5 mln PLN w porównaniu do 1.977,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 2.197,2 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. Ponadto w 2008 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zwiększyła się do 15,4% z 8,6% w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku. W 2006 roku marża zysku brutto Grupy wynosiła 9,0%.

Z kwoty zysku brutto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku 2.267,5 mln PLN przypadało na akcjonariuszy jednostki dominującej, a 902,11 mln PLN na udziałowców mniejszościowych (według stanu na 31 grudnia 2007 roku 1.449,8 mln PLN przypadało na akcjonariuszy jednostki dominującej, a 527,8 mln PLN na udziałowców mniejszościowych, natomiast według stanu na 31 grudnia 2006 roku 1.734,8 mln PLN przypadało na akcjonariuszy jednostki dominującej, a 462,4 mln PLN na udziałowców mniejszościowych).

7.1.2.21. Podatek dochodowy od osób prawnych

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku bieżący podatek dochodowy wyniósł 523,2 mln PLN, co stanowi wzrost o około 13,4% w porównaniu z 461,4 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku, przy wzroście o około 49,6% w roku 2007 w porównaniu z 308,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku. Dodatkowo w 2008 roku Grupa ujęła dodatni odroczony podatek dochodowy w wysokości 23,9 mln PLN.

Ponadto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku Grupa ujęła dodatni odroczony podatek dochodowy w kwocie 1.409,5 mln PLN, co wynikało głównie z aktualizacji wartości podatkowej aktywów w wyniku podziału zakładów energetycznych na spółki zajmujące się oddzielnie działalnością dystrybucyjną i sprzedażą detaliczną (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VII Prospektu oraz opis w punkcie 6. powyżej).

Łącznie bieżący podatek dochodowy od osób prawnych oraz zmiana odroczonego podatku dochodowego została wykazana w pozycji podatek dochodowy w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku w wysokości 499,3 mln PLN. Dane porównawcze za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku wykazują podatek dochodowy w dodatniej wartości 948,1 mln PLN, natomiast dane porównawcze za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006 roku wykazują podatek dochodowy w wysokości 395,2 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 17 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Tabela 24: Podatek dochodowy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
Bieżący podatek dochodowy	523,2	461,4	308,5
Podatek dochodowy okresu bieżącego	537,6	467,3	352,5
Korekty bieżącego podatku dochodowego wynikające z okresów poprzednich	(14,4)	(5,9)	(44,0)
Odroczony podatek dochodowy	(23,9)	(1.409,5)	86,6
Podatek dochodowy ujęty w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	499,3	(948,1)	395,2

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.1.2.22. Zysk netto z działalności kontynuowanej

Zysk netto z działalności kontynuowanej w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniósł 2.670,2 mln PLN w porównaniu do 2.925,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 1.802,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Spadek zysku netto z działalności kontynuowanej w 2008 roku w porównaniu do 2007 roku o około 9% był głównie efektem wygaśnięcia KDT z końcem pierwszego kwartału 2008 roku. Dodatkowo w 2007 roku rozwiązano część rezerwy na odroczony podatek dochodowy z powodu aktualizacji wyceny aktywów dystrybucyjnych (zdarzenie to nie wystąpiło w 2008 roku).

Wzrost zysku netto z działalności kontynuowanej w 2007 roku w porównaniu do roku 2006 o około 62% wynikał głównie z rozwiązania w 2007 roku części rezerwy na odroczony podatek dochodowy z powodu aktualizacji wyceny aktywów dystrybucyjnych.

7.1.2.23. Działalność zaniechana

Działalność zaniechana obejmuje zysk Grupy z dzierżawy przedsiębiorstwa, w skład którego wchodzi majątek niezbędny do pełnienia funkcji operatora systemu przesyłowego do PSE Operator (w tym rzeczowe aktywa trwałe oraz wartości niematerialne). Powyższy majątek został przekazany na rzecz Skarbu Państwa w dniu 31 grudnia 2007 roku i Grupa nie wykazała w 2008 roku zysku z tej działalności. Dodatkowe informacje na temat zaniechanej działalności przesyłowej są dostępne w niniejszym Rozdziale w części „Kluczowe Czynniki oraz Wydarzenia Wpływające na Wyniki Działalności i Sytuację Finansową w latach 2008, 2007 oraz 2006 – Wydzielenie OSP".

Działalność zaniechana w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku przyniosła zysk wynoszący 1.845,3 mln PLN w porównaniu do 284,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co wynika głównie z ujęcia w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku zysku w wysokości 1.931,9 mln PLN przedstawiającego różnicę pomiędzy wartością godziwą aktywów netto przekazanych na rzecz Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej a ich wartością bilansową (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 18 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

7.1.2.24. Zysk netto

W wyniku opisanych powyżej czynników zysk netto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniósł 2.670,2 mln PLN w porównaniu do 4.770,9 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 2.086,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Wysoki poziom zysku netto w roku zakończonym 31 grudnia 2007, w porównaniu zarówno do roku 2006, jak i do roku 2008, wiązał się z ujęciem w wyniku okresu zysku z działalności zaniechanej (dzierżawa przedsiębiorstwa do PSE Operator) oraz rozwiązaniem części rezerwy na odroczony podatek dochodowy z powodu aktualizacji wyceny aktywów dystrybucyjnych w następstwie wydzielenia w połowie 2007 roku działalności dystrybucyjnej z zakładów energetycznych Grupy.

Niższy poziom zysku netto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 był dodatkowo spowodowany wygaśnięciem KDT z końcem pierwszego kwartału 2008 roku.

Wzrost zysku netto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku w porównaniu do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2006 roku wiązał się dodatkowo z wyższym zyskiem z działalności zaniechanej.

Zysk netto przypisany akcjonariuszom mniejszościowym w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wyniósł 750,1 mln PLN w porównaniu do 803,0 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 363,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku.

Wykazany zysk netto skorygowany o najistotniejsze pozycje jednorazowe omówione powyżej w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 wzrósł o 1.114,1 mln PLN w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku oraz spadł o 245,9 mln PLN w roku zakończonym 31 grudnia 2007 w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, jak pokazuje poniższa tabela.

Tabela 25: Skorygowany zysk netto za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za rok zakończony 31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
Wykazany zysk netto	**2.670,2**	**4.770,9**	**2.086,3**
Korekty			
Minus zysk netto na działalności zaniechanej	0	1.845,3	284,3
Minus rozwiązanie rezerwy na odroczony podatek dochodowy z powodu aktualizacji wyceny aktywów dystrybucyjnych	0	1.369,5	0
Skorygowany zysk netto	**2.670,2**	**1.556,1**	**1.802,0**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.1.3. Bilans

Poniższe tabele przedstawiają wybrane dane bilansowe na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku, zawarte w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych według MSSF.

7.1.3.1. Aktywa trwałe

Tabela 26: Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)		
Aktywa ogółem	**47.192,3**	**45.309,4**	**54.987,9**	*4%*	*-18%*
Aktywa trwałe ogółem	**40.701,2**	**38.419,9**	**47.169,5**	*6%*	*-19%*
Rzeczowe aktywa trwałe	37.811,6	36.282,6	35.490,7	*4%*	*2%*
Nieruchomości inwestycyjne	26,6	15,9	21,5	*67%*	*-26%*
Wartości niematerialne	142,0	138,6	150,4	*2%*	*-8%*
Inwestycje długoterminowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-	-	-	-
Pożyczki i należności	370,6	324,5	322,2	*14%*	*1%*
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	207,0	181,2	163,8	*14%*	*11%*
Udziały i akcje w jednostkach stowarzyszonych wykazywane metodą praw własności	1.479,1	726,1	724,9	*104%*	-
Pozostałe aktywa długoterminowe	216,7	395,4	388,1	*-45%*	*2%*
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	447,6	355,6	99,9	*26%*	*256%*
Aktywa trwałe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	9.808,0	-	-
Stosunek aktywów trwałych do aktywów ogółem	*86%*	*85%*	*86%*		
Stosunek rzeczowych aktywów trwałych do aktywów trwałych ogółem	*93%*	*94%*	*75%*		
Stosunek aktywa z tytułu podatku odroczonego do aktywów trwałych ogółem	*1%*	*1%*	*0%*		
Stosunek aktywów trwałych związanych z działalnością przeznaczoną do zaniechania do aktywów trwałych ogółem	*0%*	*0%*	*21%*		

Źródło: Emitent

Według stanu na 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 40.701,2 mln PLN, 38.419,9 mln PLN oraz 47.169,5 mln PLN, i stanowiły odpowiednio 86%, 85% oraz 86% aktywów ogółem. Głównym czynnikiem zwiększenia się wartości aktywów trwałych o 2.281,3 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku w stosunku do roku obrotowego zakończonego 31 grudnia 2007 był wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości udziałów i akcji w jednostkach stowarzyszonych odpowiednio o 1.529,0 mln PLN (tj. 4,2%) oraz o 753,0 mln PLN (tj. 103,7%), który został częściowo zbilansowany spadkiem wartości pozostałych aktywów długoterminowych o 178,7 mln PLN (tj. 45,2%). Istotny spadek wartości aktywów trwałych w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku w porównaniu z rokiem obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku wynika ze zbycia aktywów przesyłowych w 2007 roku, których wartość bilansowa według stanu na 31 grudnia 2006 roku wynosiła 9.808,0 mln PLN.

Rzeczowe aktywa trwałe na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku miały odpowiednio wartość równą 37.811,6 mln PLN, 36.282,6 mln PLN oraz 35.490,7 mln PLN i obejmowały głównie: (i) w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie środki trwałe elektrowni i elektrociepłowni, (ii) w segmencie Energetyka Odnawialna środki trwałe elektrowni wodnych oraz elektrowni szczytowo-pompowych; (iii) w segmencie Dystrybucji aktywa dystrybucyjne (linie energetyczne, transformatory). Rzeczowe aktywa trwałe stanowiły odpowiednio około 93%, 94% i 75% całkowitych aktywów trwałych w 2008, 2007 i 2006 roku. Informacja dotycząca wartości bilansowej aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku została zamieszczona w punkcie 2. w Rozdziale IX Prospektu.

Tabela 27: Rzeczowe aktywa trwałe według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	31 grudnia		
	2008	2007	2006
Wydobycie i Wytwarzanie	21.898,4	20.257,0	19.597,7
Energetyka Odnawialna	1.330,1	1.287,2	1.272,1
Dystrybucja	13.060,8	12.965,8	-
Obrót Hurtowy	243,6	450,2	494,9
Sprzedaż Detaliczna*	56,2	57,4	13.033,3
Pozostała Działalność	1.222,6	1.265,0	1.092,7
Rzeczowe aktywa trwałe ogółem	**37.811,6**	**36.282,6**	**35.490,7**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

**Za 2006 rok segmenty Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej były prezentowane łącznie

Źródło: Emitent

Udziały w jednostkach stowarzyszonych wycenionych metodą praw własności wyniosły odpowiednio 1.479,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku, 726,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz 724,9 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. Wzrost wartości udziałów i akcji w jednostkach stowarzyszonych w 2008 roku jest związany z nabyciem przez PGE 878.311 sztuk akcji Polkomtel za kwotę 158,5 mln EURO. W wyniku przeprowadzonej transakcji procentowy udział głosów PGE w spółce Polkomtel wzrósł z 17,56% do 21,85%.

Pożyczki i należności wyniosły 370,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku i obejmowały głównie zakupione obligacje i udzielone pożyczki.

Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży wyniosły 207,0 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku i obejmowały głównie udziały w podmiotach spoza Grupy, które nie są objęte konsolidacją.

Pozostałe aktywa długoterminowe wyniosły 216,7 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku i obejmowały głównie rozliczenia międzyokresowe czynne oraz zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe.

7.1.3.2. Aktywa obrotowe

Tabela 28: Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)		
Aktywa ogółem	**47.192,3**	**45.309,4**	**54.987,9**	*4%*	*-18%*
Aktywa obrotowe ogółem	**6.487,6**	**6.886,3**	**7.816,0**	*-6%*	*-12%*
Zapasy	1.128,0	798,9	747,1	*41%*	*7%*
Należności z tytułu podatku dochodowego	95,9	93,5	42,0	*3%*	*123%*
Krótkoterminowe aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	318,6	433,5	-	*-27%*
Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności krótkoterminowe	134,2	69,7	-	*93%*	-
Należności z tytułu dostaw i usług	1.792,6	2.335,2	2.403,5	*-23%*	*-3%*
Pozostałe pożyczki i należności finansowe	785,3	232,7	82,3	*237%*	*183%*
Krótkoterminowe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	97,8	84,8	81,9	*15%*	*4%*
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	313,0	226,6	343,2	*38%*	*-34%*
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2.140,8	2.726,4	3.310,2	*-21%*	*-18%*
Aktywa obrotowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	372,3	-	-
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	**3,5**	**3,1**	**2,4**	*13%*	*29%*
Stosunek aktywów obrotowych do aktywów ogółem	*14%*	*15%*	*14%*		

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku aktywa obrotowe Grupy wyniosły odpowiednio 6.487,6 mln PLN, 6.886,3 mln PLN oraz 7.816,0 mln PLN, i stanowiły odpowiednio 14%, 15% oraz 14% aktywów ogółem.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku środki pieniężne i ich ekwiwalenty wyniosły 2.140,8 mln PLN w porównaniu do 2.726,4 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 3.310,2 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. Powyższe środki pieniężne obejmowały również środki o ograniczonej możliwości dysponowania w wysokości 69,7 mln PLN głównie na wydzielonym rachunku Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku należności z tytułu dostaw i usług wyniosły 1.792,6 mln PLN w porównaniu do 2.335,2 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 2.403,5 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku. W 2008 roku należności z tytułu dostaw i usług obejmowały głównie należności od odbiorców końcowych fakturowanych przez podmioty zajmujące się sprzedażą detaliczną energii elektrycznej oraz należności od podmiotów na hurtowym rynku energii elektrycznej, natomiast w latach 2007-2006 pozycja ta obejmowała dodatkowo należności z tytułu sprzedaży usługi dodatkowej do PSE Operator.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku zapasy wyniosły 1.128,0 mln PLN w porównaniu do 798,9 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 747,1 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku i składały się przede wszystkim z węgla kamiennego, części zamiennych dla segmentu Wydobycie i Wytwarzanie oraz dla działalności dystrybucyjnej, a także świadectw pochodzenia energii elektrycznej. W 2008 roku największy przyrost zapasów dotyczył materiałów (głównie części zamiennych i materiałów eksploatacyjnych).

Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku krótkoterminowe aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy wyniosły 318,6 mln PLN w porównaniu do 433,5 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku i obejmowały obligacje, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych oraz pozostałe aktywa finansowe.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku wartość pozostałych pożyczek i należności wyniosła odpowiednio 785,3 mln PLN, 232,7 mln PLN oraz 82,3 mln PLN i obejmowała nabyte obligacje, weksle, bony, udzielone pożyczki, rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT – w 2008 roku oraz pozostałe należności finansowe.

Zwiększenie wartości pozostałych pożyczek i należności w 2008 roku nastąpiło głównie w części dotyczącej rekompensat z tytułu rozwiązania KDT.

7.1.3.3. Kapitał własny

Tabela 29: Kapitały własne Grupy według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)		
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszowi jednostki dominującej)					
Kapitał podstawowy	14.705,8	14.705,8	397,5	-	*NM*
Kapitał spółek zależnych na podniesienie kapitału PGE	-	-	14.308,3	-	-
Kapitał na przyznanie akcji pracownikom	-	-	963,5	-	-
Kapitał z aktualizacji wyceny aktywów finansowych	30,2	6,2	7,5	*387%*	*-17%*
Akcje własne	-	-	-	-	-
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	(1,3)	(1,4)	(0,1)	*-7%*	*NM*
Kapitał zapasowy	2.100,2	1.945,8	480,7	*8%*	*305%*
Pozostałe kapitały rezerwowe	414,0	202,3	202,3	*105%*	*0%*
Zyski zatrzymane	5.560,9	4.393,7	10.942,1	*27%*	*-60%*
	22.809,8	**21.252,4**	**27.301,8**		*-22%*
Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych	**7.365,9**	**8.168,0**	**7.414,6**	*-10%*	*10%*
Kapitał własny ogółem	**30.175,6**	**29.420,4**	**34.716,5**	*3%*	*-15%*

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 30.175,6 mln PLN, 29.420,4 mln PLN oraz 34.716,5 mln PLN, co stanowi odpowiednio 64%, 65% i 63% kapitałów i zobowiązań ogółem. Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku wyniósł odpowiednio 7.365,9 mln PLN, 8.168,0 mln PLN oraz 7.414,6 mln PLN. Wzrost kapitału własnego ogółem w 2008 roku był głównie spowodowany zyskiem netto za okres sprawozdawczy i został częściowo skompensowany przez rozliczenie efektu nabycia akcji w Spółkach Zależnych.

Spadek kapitału własnego ogółem w 2007 roku był w głównej mierze efektem zmniejszenia zysków zatrzymanych w związku z podziałem jednostki dominującej.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku zyski zatrzymane wyniosły 5.560,9 mln PLN, co oznacza wzrost o około 27% z 4.393,7 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku. Na koniec 2007 roku zyski zatrzymane spadły o około 60% z 10.942,1 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku. Wzrost zysków zatrzymanych w 2008 roku wynikał z zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej w wysokości 1.920,2 mln PLN za rok obrotowy zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku oraz rozliczenia transakcji zakupu udziałów mniejszości w spółkach Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów, KWB Bełchatów i ZEŁT-Obrót. Wartość nabytych udziałów mniejszości w kapitałach Spółek Zależnych została zaprezentowana jako zwiększenie zysków zatrzymanych, a koszt nabycia dodatkowych udziałów został ujęty jako zmniejszenie tychże zysków. Łącznie powyższe przekształcenia spowodowały zwiększenie zysków zatrzymanych przypadających akcjonariuszom jednostki dominującej o kwotę 261,0 mln PLN.

Spadek zysków zatrzymanych w 2007 roku był głównie spowodowany podziałem jednostki dominującej, który w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF został ujęty analogicznie jak dywidenda rzeczowa. Wartość godziwa aktywów netto przekazanych do Skarbu Państwa została ujęta jako zmniejszenie zysków zatrzymanych o kwotę 8.918,5 mln PLN oraz kapitału zapasowego o kwotę 709,8 mln PLN. Pozostałe zmiany kapitałów własnych w 2007 roku obejmowały głównie podział zysków zatrzymanych na kapitał zapasowy (co zmniejszyło zyski zatrzymane o 2.175,0 mln PLN) oraz zysk netto w wysokości 3.967,9 mln PLN za rok obrotowy zakończony dnia 31 grudnia 2007 roku.

Wzrost kapitału podstawowego z 397,5 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku do 14.705,8 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku odzwierciedla wkład Skarbu Państwa w wysokości 85% akcji PGE Energia oraz 85% akcji PGE GiE w 2007 roku. W zamian za dokonany aport jednostka wyemitowała akcje o wartości 6.391,4 mln PLN (za akcje PGE Energia) oraz 7.916,9 mln PLN (za akcje PGE GiE) – porównaj opis w Rozdziale VII Prospektu.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku kapitał zapasowy wyniósł 2.100,2 mln PLN, co oznacza wzrost o około 8% w stosunku do roku poprzedniego. Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku kapitał zapasowy wyniósł 1.945,8 mln PLN, co oznacza wzrost o 305% w stosunku do roku poprzedniego. Kapitał zapasowy Grupy jest kapitałem jednostki dominującej. Wzrost kapitału zapasowego w 2007 roku wynika z podziału zysku netto PGE za rok 2006, zatwierdzonego przez Walne Zgromadzenie.

7.1.3.4. Udziały mniejszości

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 oraz 2006 roku kapitały akcjonariuszy mniejszościowych wyniosły odpowiednio 7.365,9 mln PLN, 8.168,0 mln PLN oraz 7.414,6 mln PLN.

Zmniejszenie kapitału akcjonariuszy mniejszościowych w 2008 roku o 802,1 mln PLN w porównaniu do roku 2007 było głównie związane z przeprowadzeniem transakcji zakupu przez Emitenta udziałów mniejszości w spółkach Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów, KWB Bełchatów i ZEŁT-Obrót.

Wzrost kapitału akcjonariuszy mniejszościowych w 2007 roku o 753,4 mln PLN wynikał przede wszystkim z osiągniętego przez spółki Grupy zysku netto w 2007 roku.

Tabela 30: Zmiany kapitałów akcjonariuszy mniejszościowych w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
Na początek okresu	**8.168,0**	**7.414,6**	**7.068,3**
Dywidendy wypłacone przez jednostki zależne, w tym wpłata z zysku dla Skarbu Państwa	(42,9)	(50,0)	(49,0)
Udział w zmianie wartości instrumentów finansowych	12,6	(0,1)	1,7
Nabycie uprawnień do akcji przez pracowników Grupy Kapitałowej/zakup udziałów mniejszości	(1.521,9)	0,5	30,0
Udział w wyniku jednostek zależnych	750,1	803,0	363,6
Na koniec okresu	**7.365,9**	**8.168,0**	**7.414,6**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Tabela 31: Analiza segmentowa udziałów mniejszości oraz ich udział w zysku jednostek zależnych w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	31 grudnia 2008	
	Udział w zysku netto jednostek zależnych	**Udziały mniejszości na koniec okresu**
Wydobycie i Wytwarzanie	644,9	3.656,7
Energetyka Odnawialna	0,0	0,0
Obrót Hurtowy	0,0	0,0
Dystrybucja	51,0	3.104,9
Sprzedaż Detaliczna	34,3	518,9
Pozostałe	19,9	85,4
Ogółem	**750,1**	**7.365,9**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.1.3.5. Zobowiązania

Tabela 32: Zobowiązania i rezerwy Grupy według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)		
Zobowiązania i rezerwy długoterminowe					
Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	4.470,8	5.739,4	6.856,1	*-22%*	*-16%*
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	15,5	7,5	21,6	*107%*	*-65%*
Rezerwy	2.924,5	2.807,3	2.761,3	*4%*	*2%*
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.089,1	1.014,0	2.168,1	*7%*	*-53%*
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	1.020,0	901,7	802,4	*13%*	*12%*
Zobowiązanie długoterminowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania, w tym:	-	-	1.547,9	-	-
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	-	-	1.373,1	-	-
Kredyty bankowe i pożyczki	-	-	169,7	-	-
Zobowiązania i rezerwy długoterminowe ogółem	**9.519,9**	**10.469,8**	**14.157,4**	*-9%*	*-26%*
Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe					
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	1.012,1	1.554,0	1.634,8	*-35%*	*-5%*
Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	62,6	17,8	86,4	*252%*	*-79%*
Kredyty bankowe i pożyczki	3.038,1	1.312,1	1.608,7	*131,5%*	*-18%*
Pozostałe zobowiązania finansowe	628,4	520,3	360,4	*21%*	*44%*
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	1.026,3	1.073,0	997,2	*-4%*	*8%*
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	163,7	188,1	186,4	*-13%*	*1%*
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	32,8	28,4	54,7	*15%*	*-48%*
Rozliczenia międzyokresowe bierne kosztów	624,9	352,2	288,0	*77%*	*22%*
Rezerwy krótkoterminowe	907,9	373,3	275,1	*143%*	*36%*
Zobowiązanie krótkoterminowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	622,3	-	-
Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe ogółem	**7.496,8**	**5.419,1**	**6.114,0**	*38%*	*-11%*
Zobowiązania związane z aktywami do sprzedaży		-	-		-
Zobowiązania i rezerwy ogółem	**17.016,7**	**15.888,9**	**20.271,4**	*7%*	*-22%*

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku zobowiązania i rezerwy ogółem wyniosły odpowiednio 17.016,7 mln PLN, 15.888,9 mln PLN oraz 20.271,4 mln PLN, tj. odpowiednio 36%, 35% oraz 37% ogółu pasywów.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku zobowiązania i rezerwy długoterminowe wyniosły 9.519,9 mln PLN i zmniejszyły się o 949,9 mln PLN w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz o 3.687,6 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku. Zmiana stanu zobowiązań i rezerw długoterminowych w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku wynika głównie z (i) reklasyfikacji długoterminowych kredytów oraz wyemitowanych obligacji do pozycji zobowiązań krótkoterminowych, (ii) wzrostu stanu rezerw długoterminowych o 117,2 mln PLN, (iii) wzrostu rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 75,2 mln PLN oraz (iv) wzrostu rozliczeń międzyokresowych przychodów i dotacji rządowych o 118,2 mln PLN.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku zobowiązania i rezerwy długoterminowe zmniejszyły się o 3.687,6 mln PLN w stosunku do stanu na 31 grudnia 2006 głównie w wyniku: (i) spłaty części długoterminowych kredytów bankowych i pożyczek w kwocie 1.116,7 mln PLN, (ii) zmniejszenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 1.154,1 mln PLN, co było przede wszystkim związane z aktualizacją wartości podatkowej aktywów dystrybucyjnych w związku z wydzieleniem OSD, oraz (iii) podziału jednostki dominującej, co skutkowało rozwiązaniem rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego w kwocie 1.373,1 mln PLN i spłatą zadłużenia związanego z działalnością zaniechaną w wysokości 169,7 mln PLN.

Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe zwiększyły się z 5.419,1 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku do 7.496,8 mln PLN na 31 grudnia 2008 roku, przede wszystkim w związku z: (i) wzrostem kredytów i pożyczek oraz wyemitowanych obligacji w części krótkoterminowej o 1.726,0 mln PLN, (ii) zwiększeniem stanu rezerw o 534,6 mln PLN (utworzenie rezerwy na niedobór praw do emisji CO_2 w wysokości 329,8 mln PLN oraz utworzenie rezerwy na spór ze spółką Atel w wysokości 285,3 mln PLN), (iii) wzrostem stanu rozliczeń międzyokresowych biernych kosztów o 272,7 mln PLN. Dodatkowo wpływ na saldo zobowiązań i rezerw krótkoterminowych miał w 2008 roku spadek zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań o 541,9 mln PLN.

W 2007 roku zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe zmniejszyły się z 6.114 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2006 roku do 5.419,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku, przede wszystkim w związku z wydzieleniem całości zobowiązań związanych z działalnością zaniechaną w kwocie 622,3 mln PLN (podział PGE) oraz zmniejszeniem wartości kredytów bankowych i pożyczek w części krótkoterminowej. Dodatkowo wpływ na saldo zmian zobowiązań i rezerw krótkoterminowych miał wzrost w 2007 roku części bieżącej rozliczeń międzyokresowych biernych kosztów i rezerw oraz wzrost zobowiązań finansowych i niefinansowych w stosunku do stanów na 2006 rok.

Zmianę zadłużenia netto Grupy PGE w omawianym okresie zaprezentowano w tabeli poniżej.

7.1.3.6. Zadłużenie netto

Tabela 33: Zadłużenie netto Grupy za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN		31 grudnia 2008	31 grudnia 2007	31 grudnia 2006
A.	Środki pieniężne (1)	206,1	969,5	588,8
B.	Ekwiwalenty środków pieniężnych	1.865,1	1.705,5	2.681,8
C.	Papiery wartościowe przeznaczone do obrotu i dostępne do sprzedaży(2)	84,6	180,8	355,9
D.	**Płynność (A) + (B) + (C)**	**2.155,8**	**2.855,9**	**3.626,5**
E.	**Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności oraz pożyczki i należności(3)**	**240,7**	**188,7**	**11,9**
F.	Krótkoterminowe zadłużenie w bankach oraz bieżąca część zadłużenia długoterminowego (4)	3.038,1	1.312,1	1.608,7
G.	Inne krótkoterminowe zadłużenie finansowe	1,1	19,2	27,5
H.	**Krótkoterminowe zadłużenie finansowe (F) + (G) (5) (6)**	**3.039,2**	**1.331,3**	**1.636,2**
I.	**Krótkoterminowe zadłużenie finansowe netto (H) - (D) - (E)**	**642,7**	**(1.713,3)**	**(2.002,2)**
J.	Długoterminowe kredyty i pożyczki bankowe	4.470,8	4.207,3	5.512,4
K.	Wyemitowane obligacje	0,0	1.532,1	1.343,7
L.	Inne długoterminowe kredyty, pożyczki lub inne zobowiązania (7)	1,6	3,0	21,5
M.	**Długoterminowe zadłużenie finansowe netto (J) + (K) + (L) (5) (6)**	**4.472,4**	**5.742,4**	**6.877,6**
N.	**Zadłużenie finansowe netto (I) + (M)**	**5.115,1**	**4.029,1**	**4.875,4**

Uwagi

1 *Z wyłączeniem 69,7 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku, 51,3 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz 39,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania dotyczących głównie Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego*

2 *Obejmuje akcje notowane na aktywnych rynkach, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz nabyte obligacje, weksle, bony i jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa przeznaczone do obrotu*

3 *Obejmuje krótkoterminowe nabyte obligacje, weksle, bony klasyfikowane jako inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności, nabyte obligacje, weksle i bony, pożyczki udzielone i lokaty i depozyty klasyfikowane jako pożyczki i należności*

4 *Obejmuje kredyty i obligacje*

5 *Nie uwzględnia zobowiązań związanych z działalnością przeznaczoną do zaniechania*

6 *Z wyłączeniem pozostałych zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu*

7 *Obejmuje zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu*

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Zadłużenie finansowe netto Grupy PGE według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku wyniosło 5.115,1 mln PLN i było wyższe od zadłużenia finansowego netto na dzień 31 grudnia 2007 roku o 1.086,0 mln PLN. Wzrost zadłużenia netto był spowodowany głównie wyższymi o 1.933,0 mln PLN wydatkami w ramach działalności inwestycyjnej w porównaniu do roku 2007.

Zadłużenie finansowe netto Grupy PGE według stanu na dzień 31 grudnia 2007 roku wyniosło 4.029,1 mln PLN i było niższe od zadłużenia netto na dzień 31 grudnia 2006 roku o 846,3 mln PLN. Spadek zadłużenia netto jest głównie efektem zmniejszenia długoterminowych kredytów bankowych i pożyczek oraz spadku środków pieniężnych i ich ekwiwalentów.

7.1.3.7. Rezerwy

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku wartość rezerw długoterminowych wyniosła odpowiednio 2.924,5 mln PLN, 2.807,3 mln PLN oraz 2.761,3 mln PLN. Kluczowymi elementami tworzącymi wartość rezerw długoterminowych są rezerwy na świadczenia po okresie zatrudnienia i nagrody jubileuszowe, rezerwy na rekultywację odkrywek i wyrobisk końcowych w kopalniach KWB Bełchatów i KWB Turów, rezerwy na likwidację rzeczowych aktywów trwałych oraz rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO_2.

Tabela 34: Podział rezerw długoterminowych według stanu na dzień 31 grudnia 2008, 2007 roku i 2006 roku*

w mln PLN	31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
Świadczenia po okresie zatrudnienia	1.002,2	705,2	650,7
Rezerwy na świadczenia jubileuszowe	747,3	568,2	545,9
Rezerwy na roszczenia od kontrahentów	-	0,3	2,0
Rezerwy na koszty postępowania sądowego	32,1	13,9	10,9
Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO_2	61,4		
Rezerwy na roszczenia pracownicze	25,7	3,7	3,4
Rezerwy na rekultywację wyrobisk końcowych	977,1	1.429,9	1.501,2
Rezerwy na likwidację rzeczowych aktywów trwałych	72,8	77,3	42,5
Pozostałe rezerwy	5,9	8,8	4,7
Rezerwy długoterminowe ogółem	**2.924,5**	**2.807,3**	**2.761,3**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.1.4. Płynność i środki kapitałowe

Głównym źródłem płynności dla Grupy są środki pieniężne i ich ekwiwalenty będące w posiadaniu Grupy, środki pieniężne pochodzące z działalności oraz kredyty. Środki pieniężne obejmują środki pieniężne w kasie oraz zgromadzone na rachunkach bankowych. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty obejmują krótkoterminowe inwestycje o wysokim stopniu płynności, w znikomym stopniu narażone na ryzyko zmiany wartości.

Tabela 35: Zmiana stanu środków pieniężnych za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
Środki pieniężne na początek okresu	2.723,5	3.312,8	1.986,7
Środki pieniężne na koniec okresu	2.137,3	2.723,5	3.312,8
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	**(586,2)**	**(589,3)**	**1.326,1**
– w tym z działalności kontynuowanej	(586,2)	(940,8)	998,5
– w tym z działalności zaniechanej	-	351,5	327,6

Źródło: Emitent

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosił 2.137,3 mln PLN w porównaniu do 2.723,5 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 3.312,8 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. W omawianych okresach różnice pomiędzy stanem środków pieniężnych wykazanym w bilansie a tym wykazanym w rachunku przepływów pieniężnych wynikają głównie z odsetek naliczonych, a nie otrzymanych na dzień bilansowy oraz różnic kursowych od środków pieniężnych.

W 2008 roku spadek poziomu środków pieniężnych wynikał przede wszystkim z poniesionych wydatków w ramach działalności inwestycyjnej (5.444,5 mln PLN) i finansowej (528,3 mln PLN), które przewyższyły łącznie środki wygenerowane w ramach działalności operacyjnej (5.386,6 mln PLN). Wydatki inwestycyjne obejmowały głównie nabycie aktywów trwałych i wartości niematerialnych (4.124,1 mln PLN) oraz nabycie od Skarbu Państwa akcji Spółek Zależnych (1.254,5 mln PLN), tj. przede wszystkim tzw. resztówek w spółkach KWB Bełchatów, Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów. Wydatki z działalności finansowej obejmowały głównie wypłaty dywidendy na rzecz Skarbu Państwa (424,4 mln PLN, włączając wpłatę z zysku) oraz wypłacone odsetki (392,6 mln PLN).

W 2007 roku spadek poziomu środków pieniężnych spowodowany był przede wszystkim poniesieniem istotnych wydatków inwestycyjnych na nabycie aktywów trwałych i wartości niematerialnych (3.635,3 mln PLN) oraz spłatą części kredytów i pożyczek wraz z kosztami odsetek (łączne wydatki pomniejszone o wpływy z tytułu nowych kredytów wyniosły 1.716,8 mln PLN, odsetki 761,8 mln PLN), co łącznie przewyższyło poziom środków wygenerowanych z podstawowej działalności operacyjnej (5.683,4 mln PLN).

Poniższe tabele przedstawiają podsumowanie przepływów pieniężnych Grupy według MSSF za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku dla poszczególnych rodzajów działalności.

Tabela 36: Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia		
	2008	**2007**	**2006**
	(zbadane)	**(zbadane)**	**(zbadane)**
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej			
Zysk brutto	**3.169,5**	**3.711,5**	**2.453,5**
– w tym z działalności kontynuowanej	3.169,5	1.977,5	2.197,2
Korekty o pozycje:			
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(238,6)	(239,2)	(198,0)
Amortyzacja	2.584,6	3.840,8	3.836,7
Odsetki i dywidendy netto	221,5	574,3	421,1
Różnica pomiędzy wartością godziwą a bilansową przekazanych dywidend rzeczowych	(14,0)	(1.931,9)	(343,8)
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej	(30,3)	205,5	98,2
Zmiana stanu należności	(64,0)	(84,4)	(138,3)
Zmiana stanu zapasów	(328,9)	(51,8)	(21,6)
Zmiana stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek	(511,7)	140,7	(139,7)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	450,3	53,1	178,4
Zmiana stanu rezerw	651,9	144,1	208,9
Podatek dochodowy zapłacony	(573,7)	(592,0)	(357,6)
Pozostałe	69,9	(87,4)	(413,3)
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	**5.386,6**	**5.683,4**	**5.584,5**
– w tym z działalności kontynuowanej	5.386,6	4.464,6	4.742,2

Źródło: Emitent

Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej obejmują przede wszystkim skutki pieniężne tych operacji i zdarzeń, które wymagają uwzględnienia przy ustalaniu wyniku finansowego ze sprzedaży. Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wykazane są metodą pośrednią, w której zysk brutto za rok obrotowy skorygowany jest o skutki transakcji mających charakter niepieniężny, takie jak amortyzacja, zmiany w rozliczeniach międzyokresowych, zmiany stanu rezerw oraz o pozycje przychodowe i kosztowe związane z przepływami pieniężnymi z działalności inwestycyjnej lub finansowej.

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku wyniosły 5.386,6 mln PLN w porównaniu do 5.683,4 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 oraz w porównaniu do 5.584,5 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006, co oznacza odpowiednio spadek o około 5% w 2008 roku do roku 2007 oraz wzrost o niecałe 2% w roku 2007 w stosunku do roku 2006.

Spadek w 2008 roku przepływów z działalności operacyjnej w porównaniu do 2007 roku jest spowodowany przede wszystkim niższym poziomem zysku brutto (spadek o 542,0 mln PLN), niższą amortyzacją (spadek o 1.256,2 mln PLN), spadkiem stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek (511,7 mln PLN) oraz wzrostem stanu zapasów (328,9 mln PLN).

Wzrost w 2007 roku w porównaniu do 2006 roku jest spowodowany osiągnięciem wyższego wyniku brutto (obejmującego działalność kontynuowaną i zaniechaną) skorygowanego o różnicę pomiędzy wartością godziwą a bilansową przekazanych dywidend rzeczowych (1.931,9 mln PLN) oraz podatek dochodowy zapłacony (592,0 mln PLN).

Powyższy wzrost wydatków w 2007 roku z tytułu podatku dochodowego wynikał głównie z:

- zwrotu w 2006 roku podatku (w wysokości 44 mln PLN), który zmniejszył wysokość podatku zapłaconego;
- zmian w 2007 roku przepisów podatkowych przyspieszających moment powstania obowiązku podatkowego dla przychodów i odpowiadających im kosztów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz związanych z nimi usług. Zmiana przepisów podatkowych nie miała wpływu na wysokość obciążenia podatkowego w rachunku zysków i strat, jako że wzrost bieżącego podatku dochodowego był skompensowany odpowiednim zmniejszeniem rezerwy na odroczony podatek dochodowy (o około 84 mln PLN); oraz
- zakończenia w 2007 roku umowy dzierżawy przedsiębiorstwa przesyłowego do PSE Operator i podatkowej realizacji zysku naliczonego księgowo w 2006 roku (zwiększenie podatku zapłaconego w wysokości około 35 mln PLN).

Spadek przepływów pieniężnych z kontynuowanej działalności operacyjnej w 2007 roku wynikał głównie z niższego zysku przed opodatkowaniem z działalności kontynuowanej oraz wyższej kwoty zapłaconego podatku dochodowego.

Tabela 37: Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia		
	2008	2007	2006
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej			
Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	82,1	87,0	17,6
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(4.124,1)	(3.635,3)	(3.406,3)
Sprzedaż nieruchomości inwestycyjnych	-	0,0	-
Nabycie nieruchomości inwestycyjnych	(0,1)	-	-
Sprzedaż aktywów finansowych	727,0	750,7	1.200,6
Nabycie aktywów finansowych	(1.135,2)	(818,7)	(899,1)
Nabycie jednostki zależnej, po potrąceniu przejętych środków pieniężnych	(1.254,5)	-	-
Dywidendy	171,2	236,7	388,2
Odsetki otrzymane	44,9	38,9	34,6
Spłata udzielonych pożyczek	7,1	7,9	8,2
Udzielenie pożyczek	(1,0)	(3,6)	(2,5)
Pozostałe	38,1	(175,2)	86,8
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	**(5.444,5)**	**(3.511,5)**	**(2.572,0)**
– w tym z działalności kontynuowanej	(5.444,5)	(3.121,9)	(2.107,1)

Źródło: Emitent

Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej obejmują przede wszystkim zakup środków trwałych oraz zakup i sprzedaż inwestycji obejmujących głównie krótkoterminowe aktywa finansowe.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za rok zakończony 31 grudnia 2008 roku wyniosły 5.444,5 mln PLN i były wyższe o około 55% w porównaniu do 2007 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej złożyły się przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 4.124,1 mln PLN oraz wydatki w kwocie 1.254,5 mln PLN na nabycie od Skarbu Państwa akcji Spółek Zależnych (głównie tzw. „resztówek" w spółkach KWB Bełchatów, Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Turów), co było podstawową przyczyną wzrostu wydatków pieniężnych netto z działalności inwestycyjnej w 2008 roku w porównaniu z 2007 rokiem.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za rok zakończony 31 grudnia 2007 wyniosły 3.511,5 mln PLN w porównaniu do 2.572,0 mln PLN za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006, co oznacza wzrost wydatków o 37%. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej złożyły się przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 3.635,3 mln PLN i 3.406,3 mln PLN za lata obrotowe kończące się odpowiednio 31 grudnia 2007 i 2006 roku, skompensowane w części przez otrzymane dywidendy, a w 2006 roku także przez dodatnie saldo przepływów z tytułu obrotu aktywami finansowymi, głównie krótkoterminowymi.

Wzrost wydatków pieniężnych netto z działalności inwestycyjnej w 2007 roku w porównaniu z 2006 rokiem spowodowany był głównie wzrostem wydatków na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych z 3.406,3 mln PLN do 3.635,3 mln PLN (z czego 2.287,3 mln PLN dotyczyło segmentu Wydobycie i Wytwarzanie) oraz mniejszym poziomem wpływów z tytułu zbycia aktywów finansowych, które wyniosły odpowiednio 750,7 mln PLN i 1.200,6 mln PLN w latach zakończonych 31 grudnia 2007 i 2006 roku.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej kontynuowanej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 wyniosły 3.121,9 mln PLN, w porównaniu do 2.107,1 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006, co oznacza wzrost wydatków o około 48%.

Tabela 38: Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia		
	2008	2007	2006
	(zbadane)	(zbadane)	(zbadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej			
Wpływy z tytułu emisji akcji	-	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(21,3)	(30,7)	(29,9)
Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek/kredytów	8.255,7	2.793,6	2.674,4
Spłata pożyczek/kredytów	(7.967,5)	(4 510,4)	(3.334,8)
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom (w tym wpłata z zysku dla Skarbu Państwa)	(424,4)	(229,8)	(395,7)
Odsetki zapłacone	(392,6)	(761,8)	(566,1)
Pozostałe	21,8	(22,2)	(34,3)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	**(528,3)**	**(2.761,2)**	**(1.686,4)**
– w tym z działalności kontynuowanej	(528,3)	(2.283,5)	(1.636,6)

Źródło: Emitent

Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej reprezentują przepływy związane z finansowaniem działalności zarówno kapitałem własnym, jak i kapitałem dłużnym i przedstawiają przede wszystkim spłaty i zaciągnięcia pożyczek i kredytów, koszty obsługi zadłużenia, a także wpływy z tytułu emisji akcji i wydatki z tytułu dywidend płaconych dla właścicieli.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 wyniosły 528,3 mln PLN, w porównaniu do 2.761,2 mln PLN za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007. Spadek wydatków netto z tytułu działalności finansowej w roku 2008 w porównaniu do roku 2007 spowodowany był przede wszystkim dodatnim saldem wpływów/spłat z tytułu pożyczek i kredytów w wysokości 288,2 mln PLN w roku 2008 w porównaniu do ujemnego salda wpływów/spłat w wysokości 1.716,8 mln PLN w roku 2007. Jednocześnie niższa kwota zapłaconych odsetek w roku 2008 o 369,2 mln PLN w porównaniu do roku 2007 zrównoważona została częściowo wyższymi wypłatami z tytułu dywidend (włączając wpłatę z zysku) o kwotę 194,6 mln PLN.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 wyniosły 2.761,2 mln PLN, w porównaniu do 1.686,4 mln PLN za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2006. Zarówno w roku 2007, jak i w roku 2006 w Grupie PGE nie dokonywano podwyższenia kapitału pokrywanego wpłatami pieniężnymi. Podwyższenie kapitału w 2007 roku dokonane było w formie bezgotówkowej poprzez wniesienie aktywów do Emitenta. Grupa wypłacała natomiast na rzecz Skarbu Państwa, obok dywidendy w formie rzeczowej, tzw. wpłatę z zysku, która według MSSF traktowana jest jako dywidenda. Ogółem płatności z tytułu dywidend na rzecz akcjonariuszy wyniosły odpowiednio 229,8 mln PLN i 395,7 mln PLN za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2007 i 2006 roku. Ujemne saldo spłat/zaciągnięć nowych kredytów i pożyczek wyniosło odpowiednio 1.716,8 mln PLN i 660,4 mln PLN w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2007 i 2006 roku. W 2007 roku wzrosły również w porównaniu do roku 2006 wydatki z tytułu zapłaconych odsetek, które wyniosły odpowiednio 761,8 mln PLN i 566,1 mln PLN.

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej kontynuowanej za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2007 roku wyniosły 2.283,5 mln PLN, w porównaniu do 1.636,6 mln PLN w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2006 roku, co oznacza wzrost wydatków o około 40%.

7.1.4.1. Środki pieniężne

Stan środków pieniężnych Grupy na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosił 2.137,3 mln PLN w porównaniu do 2.723,5 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 3.312,5 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku, co oznacza spadek o około 22% w roku 2008 w stosunku do roku 2007 oraz spadek o około 18% w roku 2007 w stosunku do roku 2006. Zmiana stanu środków pieniężnych netto w roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 wyniosła (586,2) mln PLN w porównaniu do (589,3) mln PLN w 2007 roku oraz w porównaniu do 1.326,1 mln PLN w 2006 roku. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 Grupa dysponowała niewykorzystanymi liniami kredytowymi w kwocie odpowiadającej 2.098,0 mln PLN oraz gotówką w kasie w kwocie 275,7 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 34 i Nota nr 43.1. skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF).

7.1.5. Inwestycje

Nakłady inwestycyjne Grupy na środki trwałe i wartości niematerialne w roku zakończonym 31 grudnia 2008 wyniosły 4.392,7 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 13 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Tabela 39: Nakłady inwestycyjne Grupy w podziale na segmenty działalności za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne w podziale na segmenty							
							% zmiana	
	2008	*(%)*	**2007**	*(%)*	**2006**	*(%)*	**08/07**	**07/06**
Wydobycie i Wytwarzanie	3.084,4	*70,2%*	2.287,3	*55,4%*	1.321,7	*44,4%*	*34,8%*	*73,1%*
Energetyka Odnawialna	130,1	*3,0%*	91,8	*2,2%*	146,1	*4,9%*	*41,7%*	*-37,2%*
Dystrybucja	970,3	*22,1%*	881,0	*21,3%*	807,6	*27,2%*	*10,1%*	*9,1%*
Obrót Hurtowy	12,2	*0,3%*	7,4	*0,2%*	16,5	*0,5%*	*64,9%*	*-55,2%*
Sprzedaż Detaliczna	5,9	*0,1%*	5,3	*0,1%*	-*	*-%*	*11,3%*	*-**
Pozostała działalność	189,7	*4,3%*	501,2	*12,1%*	287,0	*9,7%*	*-62,2%*	*74,6%*
Działalność zaniechana	0,0	*0,0%*	357,7	*8,7%*	394,9	*13,3%*	*-100%*	*-9,4%*
Razem nakłady inwestycyjne	**4.392,7**	***100%***	**4.131,7**	***100%***	**2.973,8**	***100%***	***6,3%***	***36,4%***

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta

** Nie istniał jeszcze podział na Sprzedaż Detaliczną i Dystrybucję, nakłady na sprzedaż detaliczną znajdują się w pozycji Dystrybucja.

*** Działalność zaniechana dotyczyła inwestycji w sieci przesyłowe, które zostały przekazane PSE Operator

Źródło: Emitent

W latach obrotowych zakończonych dnia 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku Grupa ponosiła nakłady inwestycyjne głównie na terytorium Polski.

Największy udział w ponoszonych nakładach inwestycyjnych w rzeczowe aktywa trwałe zarówno w 2008, 2007, jak i w 2006 roku miał segment Wydobycie i Wytwarzanie (odpowiednio 70%, 55% oraz 44% łącznej wartości nakładów inwestycyjnych).

Nakłady inwestycyjne w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie wyniosły w 2008 roku 3.084,4 mln PLN.

Tabela 40: Poniesione nakłady inwestycyjne w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	2.836,6	2.110,0	1.132,9	*34,4%*	*86,2%*
Rozwojowe	2.213,7	1.553,7	414,8	*42,5%*	*274,6%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	622,9	556,3	718,2	*12,0%*	*-22,5%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	57,7	68,5	53,5	*-15,8%*	*28,0%*
Teleinformatyka	26,1	20,5	22,4	*27,3%*	*-8,5%*
Środki transportu	13,4	12,0	13,7	*11,7%*	*-12,4%*
Pozostałe	150,6	76,3	99,1	*97,4%*	*-23,0%*
RAZEM	**3.084,4**	**2.287,3**	**1.321,7**	*34,8%*	*73,1%*

* Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Tabela 41: Główne projekty realizowane przez podmioty z segmentu Wydobycie i Wytwarzanie w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

Lp.	**Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN**	Spółka	2008	2007	2006
	Razem	**GWW**	**3.084,4**	**2.287,3**	**1.321,7**
1	Budowa bloku energetycznego 858 MW	Elektrownia Bełchatów	1.606,9	762,2	25,8
2	Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków nr 3-12	Elektrownia Bełchatów	94,0	348,8	22,3
3	Dostosowanie Instalacji Odsiarczania Spalin bloków 8, 10, 11, 12 do pracy w nowych standardach emisyjnych obowiązujących w UE	Elektrownia Bełchatów	57,2	77,3	33,0
4	Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin bloków 3 i 4	Elektrownia Bełchatów	0,9	45,0	129,7
5	Utrzymanie zdolności wydobywczej pola Bełchatów	KWB Bełchatów	145,8	119,6	108,0
6	Udostępnienie Pola Szczerców	KWB Bełchatów	316,2	266,6	181,3
7	Nakłady inwestycyjne na maszyny podstawowe	KWB Turów	108,1	71,1	32,5
8	Budowa układu transportowego do obszaru zwałowania wewnętrznego KWBT	Elektrownia Turów	30,1	1,3	0,2
9	Budowa źródła energii elektrycznej pracującego w skojarzeniu z wykorzystaniem biomasy	EC Kielce	81,1	5,8	0,3
10	Pozostałe nakłady inwestycyjne w GWW		644,1	589,6	788,6

* Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w segmencie Energetyka Odnawialna w 2008 roku wyniosły 130,1 mln PLN.

Tabela 42: Nakłady inwestycyjne realizowane w segmencie Energetyka Odnawialna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006	08/07	07/06
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	122,7	85,2	143,4	*44,0%*	*-40,6%*
Rozwojowe	19,9	14,6	8,1	*36,9%*	*80,8%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	102,7	70,7	135,3	*45,3%*	*-47,7%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	0,5	0,2	0,6	*150,0%*	*-66,7%*
Teleinformatyka	2,5	4,5	0,6	*-44,4%*	*650,0%*
Środki transportu	0,9	0,9	0,6	*0,0%*	*50,0%*
Pozostałe	3,6	1,0	0,9	*260,0%*	*11,1%*
RAZEM	**130,1**	**91,8**	**146,1**	*41,7%*	*-37,2%*

* Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Tabela 43: Główne projekty realizowane w segmencie Energetyka Odnawialna w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

Lp.	Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN	2008	2007	2006
	Razem	**130,1**	**91,8**	**146,1**
1	Energetyka wiatrowa w Polsce	1,4	0,9	1,2
2	Wymiana wykładziny asfaltobetonowej zbiornika górnego w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	-	-	87,4
3	Odtworzenie i modernizacja hydrozespołów w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	35,3	12,6	5,2
4	Modernizacja kanału derywacyjnego Elektrowni Wodnej Dychów	16,5	2,5	1,1
5	Budowa Elektrowni Wodnej Dobrzeń	17,8	15,9	-
6	Odtworzenie i modernizacja generatorów silników w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	13,8	11,2	0,1
7	Budowa infrastruktury teleinformatycznej dla Dyrekcji Zarządzania Majątkiem Produkcyjnym	0,6	2,6	-
8	Pozostałe nakłady inwestycyjne w OZE	44,7	46,1	51,1

* Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły w 2008 roku 970,3 mln PLN i stanowiły około 22% nakładów w Grupie PGE. Nakłady inwestycyjne ponoszone w segmencie Dystrybucji dotyczą głównie przyłączenia nowych odbiorców, modernizacji i odtworzenia majątku dystrybucyjnego oraz inwestycji wynikających z budowy nowych stacji, sieci oraz linii.

Tabela 44: Nakłady inwestycyjne realizowane w segmencie Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

w mln PLN	Za lata zakończone 31 grudnia				
				% zmiana	
	2008	2007	2006**	08/07	07/06
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN	295,3	286,7	337,8	*3,0%*	*-15,1%*
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	63,1	54,9	50,4	*14,9%*	*8,9%*
Teleinformatyka	39,6	30,7	25,3	*29,0%*	*21,3%*
Wykup gruntów:	7,6	2,3	3,0	*230,4%*	*-23,3%*
Przyłączenie odbiorców	432,5	339,1	306,4	*27,5%*	*10,7%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	57,2	21,4	21,9	*167,3%*	*-2,3%*
Pozostałe	75,1	145,9	62,8	*-48,5%*	*132,3%*
RAZEM	**970,3**	**881,0**	**807,6**	*10,1%*	*9,1%*

* Dane niezbadane

** W 2006 roku segment Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej były prezentowane łącznie

Źródło: Emitent

Tabela 45: Główne projekty realizowane w segmencie Dystrybucji w latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 2007 i 2006 roku*

Lp.	Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN	Spółka	2008	2007	2006**
	Razem	**OSD**	**970,3**	**881,0**	**807,6**
1	Modernizacja Linii 110 kV Sochaczew Teresin Bielnik Żyrardów	ZEŁT	1,8	0,0	3,3
2	Przebudowa stacji 110/15 kV Komuna Paryska w Radomsku	ZEŁT	-	4,7	5,1
3	Modernizacja stacji 220/110 KWB Bełchatów	ZEŁT	-	0,2	6,9
4	Linia 110 kV Bielsk Podlaski-Adamowo	ZEB	2,5	7,3	9,1
5	Modernizacja linii 110 kV Narew-Bielsk Podlaski	ZEB	10,5	0,0	-
6	Rozbudowa Głównego Punktu Zasilającego Grójec	ZEORK	6,1	1,9	-
7	Linia 110 kV i RPZ Wola Karczewska	ZEWT	7,1	2,8	0,3
8	Wyjścia kablowe 15 kV z RPZ Brochów	ZEWT	2,9	3,0	-
9	Budowa linii 2-torowej długości 5,5 km do stacji Krasnystaw Rońsko wpięcie w linię Mokre-Krasnystaw	ZKE	6,1	0,1	-
10	Pozostałe nakłady inwestycyjne w OSD**		933,4	861,1	782,9

*Dane niezbadane

** w 2006 roku segment Dystrybucji i Sprzedaży Detalicznej były prezentowane łącznie

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w 2008 roku 5,9 mln PLN i stanowiły 0,1% nakładów w Grupie PGE i dotyczyły głównie nakładów na teleinformatykę (systemy związane z obsługą klientów).

Nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wynosiły w 2008 roku 12,2 mln PLN, co stanowiło 0,3% nakładów w Grupie PGE, a wzrost nakładów w odniesieniu do roku 2007 wyniósł 65%. Ponad 70% wydatków dokonanych w segmencie Sprzedaży Hurtowej stanowią wydatki na informatykę, w tym głównie na systemy wspomagania zarządzania w Grupie PGE oraz na systemy obrotu energią elektryczną.

Nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w ramach pozostałej działalności w 2008 roku wyniosły 189,7 mln PLN i były niższe od nakładów poniesionych w 2007 roku o 62%. W ramach powyższej kwoty w 2008 roku 43,4 mln PLN zostało wydane przez spółkę Exatel na rozwój infrastruktury teleinformacyjnej, w tym na dostawę i instalację routerów dla Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa 2,7 mln PLN oraz 2,1 mln PLN na system nadzoru sygnalizacji sieci telekomunikacyjnej. Pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie wydatków na rozwój i modernizację środków trwałych niezbędnych do świadczenia usług w ramach działalności pomocniczej.

Nakłady inwestycyjne na działalność zaniechaną związane z dzierżawą sieci przesyłowej ponoszone w latach 2006 i 2007 dotyczyły w większości budowy, rozbudowy oraz modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych. Poza tymi głównymi kategoriami nakłady były ponoszone również na teleinformatykę, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz prace związane z przygotowaniem nowych inwestycji i prac rozwojowych.

7.1.6. Obecne i przyszłe inwestycje

Na dzień 31 grudnia 2008 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie 2.260,3 mln PLN. Kwoty te przeznaczone będą na modernizacje majątku jednostek Grupy oraz zakup maszyn i urządzeń. Największą inwestycją prowadzoną obecnie w Grupie i jedną z największych inwestycji energetycznych w Europie jest budowa bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Na dzień 31 grudnia 2008 roku planowane nakłady pozostałe do poniesienia na tę inwestycję wynosiły 1.409,4 mln PLN.

Obecnie realizowane i przyszłe inwestycje (porównaj opis w punkcie 3.6. w Rozdziale XIII Prospektu) są i będą finansowane ze środków uzyskanych z Oferty, środków generowanych z podstawowej działalności Grupy PGE oraz finansowania zewnętrznego (porównaj opis w Rozdziale III Prospektu).

7.1.7. Zewnętrzne źródła finansowania

W latach obrotowych zakończonych 31 grudnia 2008, 31 grudnia 2007 i 31 grudnia 2006 roku zewnętrzne źródła finansowania Grupy obejmowały głównie kredyty, obligacje oraz leasing. Na koniec 2008 roku saldo oprocentowanego zadłużenia długoterminowego Grupy wynosiło 4.472,4 mln PLN w porównaniu do salda w wysokości 5.742,4 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do salda w wysokości 6.877,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. Oprocentowane zadłużenie krótkoterminowe na koniec 2008 roku wyniosło 3.039,2 mln PLN i było wyższe o 1.707,9 mln PLN w porównaniu do końca 2007 roku. Natomiast saldo na koniec 2007 roku było niższe o 304,9 mln PLN w porównaniu do końca 2006 roku. Zmiana relacji w 2008 roku w porównaniu do roku 2007 pomiędzy zadłużeniem długoterminowym i krótkoterminowym wynika z reklasyfikacji części obligacji wyemitowanych przez Emitenta do zobowiązań krótkoterminowych. Wartość bilansowa na dzień 31 grudnia 2008 roku obligacji o terminie zapadalności w czerwcu 2009 roku wynosiła 1.282,9 mln PLN.

7.1.8. Zobowiązania kontraktowe i handlowe

Zobowiązania kontraktowe i handlowe obejmują głównie zobowiązania inwestycyjne, zobowiązania do zakupu paliwa oraz zobowiązania warunkowe.

Na dzień 31 grudnia 2008 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w wysokości około 2.260,3 mln PLN, w tym 1.409,4 mln PLN są związane z budową nowego bloku o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 40 skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF.

Grupa PGE była także stroną kontraktów na zakup gazu ziemnego i węgla kamiennego. W przypadku węgla kamiennego kontrakty podlegają corocznej renegocjacji w przedmiocie ceny i wielkości. Z uwagi na to, że kontrakty te nie spełniają wymogów definicji „zobowiązań" w rozumieniu MSSF (natomiast spełniają wymogi definicji „umów wykonawczych"), nie są one wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF (porównaj opis w punkcie 1.3. w Rozdziale XIV Prospektu). Z uwagi na charakter tych kontraktów łączna wielkość i ceny surowców mogą ulegać zmianie w kolejnych latach.

Zobowiązania warunkowe na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosiły 241,8 mln PLN w porównaniu do 471,3 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz w porównaniu do 340,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. Zobowiązania warunkowe na dzień 31 grudnia 2008 roku obejmowały głównie: (i) opcję nabycia udziałów w spółce SwePol Link AB przez PGE w wysokości 94,7 mln PLN (zobowiązanie warunkowe wygasło z dniem 29 stycznia 2009 roku w związku z realizacją opcji zakupu, co opisano w Nocie nr 46 skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF); (ii) zobowiązanie warunkowe w spółce ZEDO z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 81,2 mln PLN; (iii) zobowiązanie związane z wykupem przez PGE Energia Odnawialna akcji pracowniczych w ZEC Bydgoszcz w wysokości 32,0 mln PLN.

7.2. Wyniki działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku z danymi porównawczymi za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 roku (według MSSF)

7.2.1. Rachunek zysków i strat

Tabela 46: Skonsolidowany rachunek zysków i strat Emitenta za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku, sporządzony według MSSF

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	**2008**	**% zmiana**
	(po przeglądzie)	**(niezbadane)**	
Działalność kontynuowana			
Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy	10.274,7	10.486,0	*-2%*
Podatek akcyzowy	(328,8)	(538,2)	*-39%*
Przychody netto ze sprzedaży towarów i produktów	9.945,9	9.947,8	*0%*
Przychody ze sprzedaży usług	319,6	337,4	*-5%*
Przychody z najmu	16,4	7,5	*119%*
Przychody z tytułu rekompensat KDT	818,2	396,5	*106%*
Przychody ze sprzedaży	**11.100,1**	**10.689,2**	***4%***
Koszt własny sprzedaży	(7.013,4)	(8.102,7)	*-13%*
Zysk brutto ze sprzedaży	**4.086,7**	**2.586,5**	***58%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***36,8***	***24,2***	**-**
Pozostałe przychody operacyjne	126,3	112,3	*12%*
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(652,7)	(519,2)	*26%*
Koszty ogólnego zarządu	(444,4)	(413,1)	*8%*
Pozostałe koszty operacyjne	(203,2)	(200,9)	*1%*
Przychody finansowe	189,9	282,5	*-33%*
Koszty finansowe	(357,2)	(346,2)	*3%*
Udział w zysku jednostek stowarzyszonych	129,8	53,7	*142%*
Zysk brutto	**2.875,2**	**1.555,7**	***85%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***25,9***	***14,6***	***77%***
Podatek dochodowy	(569,2)	(335,6)	*70%*
Zysk netto z działalności kontynuowanej	**2.306,0**	**1.220,1**	***89%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***20,8***	***11,4***	***82%***
Działalność zaniechana			
Zysk za rok obrotowy na działalności zaniechanej	-	-	
Zysk netto	**2.306,0**	**1.220,1**	***89%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***20,8***	***11,4***	***82%***
Zysk netto przypisany:			
akcjonariuszom jednostki dominującej	1.794,7	931,9	*93%*
akcjonariuszom mniejszościowym	511,3	288,3	*77%*
EBITDA[3]	**4.208,4**	**2.900,2**	***45%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***37,9***	***27,1***	***40%***
EBIT[3]	**2.912,7**	**1.565,7**	***86%***
% przychodów ze sprzedaży ogółem	***26,2***	***14,6***	***79%***

Źródło: Emitent

[3]W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

7.2.1.1. Podsumowanie

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa wykazała całkowite przychody ze sprzedaży na poziomie 11.100,1 mln PLN, co oznacza wzrost o około 4% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. Zysk netto Grupy z działalności kontynuowanej wyniósł 2.306,0 mln PLN w okresie zakończonym 30 czerwca 2009 roku, co oznacza wzrost o około 89%

w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku marża zysku netto Spółki na działalności kontynuowanej (stosunek zysku netto na działalności kontynuowanej do całkowitych przychodów ze sprzedaży) wyniosła około 21%.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa wykazała zysk netto w wysokości 2.306,0 mln PLN. Wzrost zysku netto o około 89% w stosunku do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku był głównie spowodowany wzrostem hurtowej ceny energii elektrycznej pomimo realizacji niższego wolumenu sprzedaży na rynku hurtowym oraz wyższym o 421,7 mln PLN poziomem przychodów z tytułu rekompensat KDT.

7.2.1.2. Przychody ze sprzedaży towarów i produktów bez wyłączenia akcyzy

Grupa wykazała w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku przychody ze sprzedaży towarów i produktów wraz z podatkiem akcyzowym w wysokości 10.274,7 mln PLN w porównaniu do 10.486,0 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza spadek o około 2% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. Spadek ten był spowodowany przeniesieniem obowiązku zapłaty akcyzy z wytwórców energii elektrycznej na podmioty, które sprzedają energię elektryczną odbiorcom końcowym (porównaj opis w punkcie 7.2.1.3. poniżej).

7.2.1.3. Podatek akcyzowy

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku podatek akcyzowy od przychodów wyniósł 328,8 mln PLN w porównaniu do 538,2 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. W omawianych okresach podatek akcyzowy był ustalony w stałej wysokości 20 PLN/MWh. Do dnia 1 marca 2009 roku podatek akcyzowy był płacony przez elektrownie i elektrociepłownie w zależności od ilości sprzedanej energii. Zgodnie z nową Ustawą o Akcyzie, począwszy od dnia 1 marca 2009 roku, podatek akcyzowy jest płacony przez Spółki Sprzedaży Detalicznej sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych. Zmiana przepisów wpłynęła na spadek obciążeń z tytułu podatku akcyzowego, co jest bezpośrednio związane z różnicą pomiędzy energią elektryczną wytworzoną w Grupie PGE (od której podatek akcyzowy był płacony do dnia 1 marca 2009 roku) a energią elektryczną sprzedaną odbiorcom końcowym przez Grupę PGE (porównaj opis w punkcie 6.5. i 6.7. powyżej).

7.2.1.4. Przychody ze sprzedaży usług

Przychody Grupy ze sprzedaży usług wyniosły 319,6 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do 337,4 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza spadek o około 5%. W trakcie tych okresów przychody ze sprzedaży usług obejmowały głównie sprzedaż usług przez Exatel, spółki z Grupy PGE GiE. Dodatkowo w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku sprzedaż usług była realizowana przez spółki OSD.

7.2.1.5. Przychody z najmu

Przychody Grupy z najmu wyniosły 16,4 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do 7,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Przychody z najmu obejmują głównie płatności czynszu za wynajem nieruchomości przez spółki Grupy PGE na rzecz podmiotów trzecich.

7.2.1.6. Przychody z tytułu rekompensat KDT

Przychody Grupy z tytuł rekompensat KDT w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosły 818,2 mln PLN w porównaniu do 396,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. W skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku sporządzonym według MSSF Grupa PGE rozpoznała przychody z tytułu rekompensat KDT zgodnie z interpretacją Ustawy KDT przyjętą przez Grupę, pomimo niekorzystnej decyzji Prezesa URE dotyczącej korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok (porównaj opis w punkcie 5.1. powyżej).

7.2.1.7. Przychody ze sprzedaży ogółem

Całkowite przychody ze sprzedaży Grupy w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosły 11.100,1 mln PLN w porównaniu do 10.689,2 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, tj. były o około 4% wyższe w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku. Wzrost ten spowodowany był głównie wzrostem hurtowej ceny energii elektrycznej oraz ujęciem wyższych przychodów z tytułu rekompensat KDT przez uprawnionych wytwórców Grupy PGE.

7.2.1.8. Przychody ze sprzedaży w podziale na obszary geograficzne

Tabela 47: Podział przychodów netto Grupy z działalności kontynuowanej w podziale na obszary geograficzne za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	**Przychody netto ogółem – za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca**				
	2009	*(%) udział*	**2008**	*(%) udział*	**% zmiana**
Rynek krajowy	10.831,6	*98%*	10.565,9	*99%*	*3%*
Kraje Unii Europejskiej	258,8	*2%*	71,6	*1%*	*261%*
Pozostałe kraje	9,6	*0%*	51,7	*0%*	*-81%*
Ogółem	**11.100,1**	*100%*	**10.689,2**	*100%*	*4%*

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku Grupa osiągała przychody głównie na rynku krajowym.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku przychody osiągnięte w Państwach Członkowskich wyniosły 258,8 mln PLN i były wyższe w porównaniu z przychodami osiągniętymi w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku o około 261%. Wzrost przychodów był głównie związany z wyższymi przychodami osiąganymi przez PGE Electra z tytułu międzynarodowego obrotu energią elektryczną.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku przychody osiągnięte w pozostałych krajach wyniosły 9,6 mln PLN i obejmowały głównie sprzedaż usług głosowych przez Exatel. Spadek przychodów osiągniętych w pozostałych krajach o 42,1 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2009 roku był głównie spowodowany zaprzestaniem realizacji Kontraktu z Atel.

7.2.2. Analiza segmentów działalności

7.2.2.1. Przychody brutto (przed wyłączeniami wewnątrz grupy)

Tabela 48: Podział przychodów brutto Grupy (łącznie z przepływami międzysegmentowymi), w podziale na segmenty działalności, za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	**Przychody brutto ogółem – za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca**				
	2009	*(%) udział*	**2008**	*(%) udział*	**% zmiana**
Wydobycie i Wytwarzanie	6.505,9	*29%*	4.801,2	*25%*	36%
Energetyka Odnawialna	237,4	*1%*	254,9	*1%*	-7%
Dystrybucja	2.326,3	*10%*	2.390,9	*12%*	-3%
Obrót Hurtowy	6.190,8	*28%*	5.688,1	*29%*	9%
Sprzedaż Detaliczna	6.159,8	*27%*	5.228,6	*27%*	18%
Pozostała Działalność	1.148,8	*5%*	1.177,9	*6%*	-2%
Ogółem	**22.569,0**	*100%*	**19.541,7**	*100%*	15%
Wyłączenia międzysegmentowe	(11.468,9)	-	(8.852,5)	-	30%
Przychody netto	**11.100,1**	-	**10.689,2**	-	4%

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największy udział w przychodach brutto miały przychody w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie. Przychody w segmentach Obrót Hurtowy oraz Sprzedaż Detaliczna stanowiły odpowiednio 28% i 27% całkowitych przychodów brutto Grupy, natomiast segment Dystrybucji stanowił około 10% łącznych przychodów Grupy.

7.2.2.2. EBIT i EBITDA

Poniższe tabele prezentują kluczowe wielkości w poszczególnych segmentach za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku i 30 czerwca 2008 roku (po dokonaniu wyłączeń). Informacje na temat danych dotyczących EBIT i EBITDA znajdują się w Rozdziale XXVI Prospektu.

Tabela 49: Kluczowe wielkości o poszczególnych segmentach (po dokonaniu wyłączeń) za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku

	Wydobycie i Wytwarzanie	**Energetyka Odnawialna**	**Sprzedaż Detaliczna**	**Dystrybucja**	**Obrót Hurtowy**	**Pozostała działalność**
w mln PLN, o ile nie podano inaczej	***Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 lub stan na dzień 30 czerwca 2009 roku***					
EBITDA[4]	2.922,4	93,5	209,7	618,3	212,5	153,3
EBIT[4]	2.176,8	39,9	206,1	207,9	199,8	82,2
Capex	1.176,4	40,8	2,0	367,5	3,3	66,1
Aktywa segmentu	24.012,9	1.438,3	1.389,5	13.237,1	931,5	1.459,3
Pracownicy (liczba*)	22.662,1	198,0	1.804,5	12.659,9	462,5	8.666,3

[4]W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki. *Liczba pracowników w przeliczeniu na pełne etaty na dzień 30 czerwca 2009 roku

Źródło: Emitent

Tabela 50: Kluczowe wielkości o poszczególnych segmentach (po dokonaniu wyłączeń) za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 roku

W mln PLN, o ile nie podano inaczej	Wydobycie i Wytwarzanie	Energetyka Odnawialna	Sprzedaż Detaliczna	Dystrybucja	Obrót Hurtowy	Pozostała działalność
	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 lub stan na dzień 31 grudnia 2008 roku					
EBITDA[4]	1.577,9	110,6	56,2	699,0	335,1	129,1
EBIT[4]	773,7	71,6	47,1	296,6	309,2	67,5
Capex	1.635,8	57,2	2,9	356,6	3,1	17,0
Aktywa segmentu	22.394,0	1.404,0	1.147,5	13.138,6	866,3	1.454,0
Pracownicy (liczba*)	23.294,5	156,1	1.682,8	12.818,5	406,5	8.323,9

*Liczba pracowników w przeliczeniu na pełne etaty na dzień 30 czerwca 2008 roku

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku segment Wydobycie i Wytwarzanie wygenerował odpowiednio 75% oraz 49% zysku operacyjnego (EBIT) Grupy. Wzrost EBIT w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku o około 86% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikał głównie z wyższej ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz wyższych przychodów z tytułu rekompensat KDT.

Spadek EBIT w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku o około 35% w segmencie Obrotu Hurtowego wynikał głównie z osiągnięcia przez Emitenta niższych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej w związku z rozwiązaniem z końcem I kwartału 2008 roku KDT (porównaj opis w punkcie 6.3. powyżej).

Wzrost EBIT w segmencie Sprzedaży Detalicznej o około 338% w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikał głównie ze zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej dla klientów biznesowych, na skutek pozyskania nowych klientów oraz wzrost średnich stawek za energię elektryczną.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku segment Dystrybucji wygenerował zysk operacyjny (EBIT) na poziomie 207,9 mln PLN w porównaniu do 296,6 mln PLN wygenerowanego w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Spadek EBIT o około 30% wynikał głównie z niższego o 615 GWh wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej na skutek spadku zapotrzebowania na energię elektryczną.

7.2.2.3. Koszt własny sprzedaży

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku koszt własny sprzedaży Grupy wyniósł 7.013,4 mln PLN w porównaniu do 8.102,7 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co stanowi spadek o około 13%. Spadek kosztów wynika głównie ze zmniejszenia kosztów usług obcych na skutek wygaśnięcia z końcem I kwartału 2008 roku KDT (zaprzestanie ponoszenia kosztów wytworzenia usługi dodatkowej przez PGE).

Tabela 51: Uzgodnienie kosztów rodzajowych do kosztu własnego sprzedaży za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	2008	% zmiana
Koszty w układzie rodzajowym			
Amortyzacja	1.295,7	1.334,6	*-3%*
Zużycie materiałów i energii	1.785,2	1.583,0	*13%*
Usługi obce	1.500,3	2.493,5	*-40%*
Podatki i opłaty	855,8	685,6	*25%*
Koszty osobowe	1.850,2	1.802,7	*3%*
Pozostałe koszty rodzajowe	115,3	106,9	*8%*
Koszty rodzajowe ogółem	**7.402,6**	**8.006,3**	***-8%***
Zmiana stanu produktów	(85,1)	217,0	-
Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby	(294,9)	(232,0)	*27%*
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	**7.022,6**	**7.991,3**	***-12%***
Koszty sprzedaży i dystrybucji	(652,7)	(519,2)	*26%*
Koszty ogólnego zarządu	(444,4)	(413,1)	*8%*
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1.087,8	1.043,6	*4%*
Koszt własny sprzedaży	**7.013,4**	**8.102,7**	***-13%***

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.2.2.4. Amortyzacja

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne odpisy amortyzacyjne wyniosły 1.295,7 mln PLN, co oznacza spadek o około 3% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Najistotniejszy udział w kosztach amortyzacji w I półroczu 2009 roku miały podmioty z segmentu Wydobycie i Wytwarzanie (około 57%), w przypadku których koszt amortyzacji obejmował przede wszystkim amortyzację maszyn i urządzeń, oraz spółki zajmujące się dystrybucją (około 32%), w których amortyzacji podlega głównie majątek obejmujący w szczególności linie i stacje energetyczne.

7.2.2.5. Koszty zużycia materiałów i energii

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne koszty zużycia materiałów i energii wyniosły 1.785,2 mln PLN, co oznacza wzrost o około 13% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Wzrost kosztów zużycia materiałów i energii był spowodowany w głównej mierze wzrostem średnich cen węgla kamiennego zapłaconych przez spółki Grupy o około 50%.

7.2.2.6. Koszt usług obcych

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne koszty usług obcych w Grupie PGE wyniosły 1.500,3 mln PLN i były o około 40% niższe niż w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Największy udział w kosztach usług obcych (przed wyłączeniami) miały: (i) w I półroczu 2009 roku spółki z segmentu Dystrybucji (około 48% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami) głównie za sprawą kosztów zakupu usług przesyłowych od PSE Operator, (ii) w I półroczu 2008 roku spółki z segmentu Dystrybucji (około 33% łącznych kosztów Grupy przed wyłączeniami) oraz PGE (32% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami) głównie za sprawą kosztów zakupu usług od wytwórców objętych KDT w celu świadczenia usług dodatkowych na rzecz OSP w I kwartale 2008 roku.

Spadek kosztów usług obcych w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikał głównie z faktu rozwiązania z końcem I kwartału 2008 roku KDT, a co za tym, idzie zaprzestania ponoszenia kosztów wytworzenia usługi dodatkowej przez PGE.

7.2.2.7. Podatki i opłaty

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne koszty podatków i opłat w Grupie wyniosły 855,8 mln PLN i były o około 25% wyższe niż w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Wzrost kosztów podatków i opłat (przed wyłączeniami) nastąpił w segmencie Sprzedaż Detaliczna oraz w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie odpowiednio o około 60% oraz 53% i był związany z wyższymi kosztami umorzenia praw majątkowych ponoszonymi przez Spółki Sprzedaży Detalicznej oraz wyższymi opłatami za emisję CO_2 ponoszonymi przez wytwórców Grupy PGE.

7.2.2.8. Koszty osobowe

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne koszty osobowe w Grupie PGE wyniosły 1.850,2 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 3% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

Wzrost kosztów osobowych w I półroczu 2009 roku w porównaniu do I półrocza 2008 roku wynikał głównie z wzrostu kosztów wynagrodzeń o 75,8 mln PLN na skutek zwiększenia średniego wynagrodzenia, wzrostu pozostałych kosztów świadczeń pracowniczych o 30,1 mln PLN, wzrostu innych świadczeń po okresie zatrudnienia o 10,7 mln PLN i został częściowo zrównoważony spadkiem nagród jubileuszowych i deputatów o 80,5 mln PLN.

7.2.2.9. Zmiana stanu produktów

Ujemna zmiana stanu produktów w wysokości (85,1) mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku odzwierciedla fakt, iż koszty ujęte w ewidencji kosztów w układzie rodzajowym były niższe niż koszty wytworzenia i sprzedaży produktów, przyporządkowane do okresu sprawozdawczego. Dodatnia zmiana stanu produktów w wysokości 217,0 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku odzwierciedla fakt, iż koszty ujęte w ewidencji kosztów w układzie rodzajowym były wyższe niż koszty wytworzenia i sprzedaży produktów, przyporządkowane do okresu sprawozdawczego.

7.2.2.10. Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby

Koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby jednostki w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wzrósł o około 27%. Największy udział w kosztach wytworzenia świadczeń na własne potrzeby miały w I półroczu 2009 roku spółki z segmentu Wydobycie i Wytwarzanie (94% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami), gdzie część prac inwestycyjnych jest realizowana siłami własnymi.

Wzrost kosztów wytworzenia świadczeń na własne potrzeby w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku wynikał głównie z wyższego poziomu kosztów własnych ujmowanych w koszcie wytworzenia środków trwałych w okresie sprawozdawczym.

7.2.2.11. Koszty sprzedaży i dystrybucji

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączne koszty sprzedaży i dystrybucji Grupy PGE wyniosły 652,7 mln PLN, co stanowiło wzrost o około 26% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Największy udział w kosztach sprzedaży miały w I półroczu 2009 roku spółki z segmentu Sprzedaży Detalicznej (75% łącznych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami).

Wzrost kosztów sprzedaży i dystrybucji w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku był głównie związany z poniesieniem przez Spółki Sprzedaży Detalicznej wyższych kosztów umorzenia praw majątkowych.

7.2.2.12. Koszty ogólnego zarządu

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku koszty ogólnego zarządu wyniosły 444,4 mln PLN, co oznacza wzrost o około 8% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. Zwiększenie kosztów ogólnego zarządu w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku o 31,4 mln PLN było spowodowane w głównej mierze wzrostem kosztów osobowych.

7.2.2.13. Wartość sprzedanych towarów i materiałów

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wartość sprzedanych towarów i materiałów wyniosła 1.087,8 mln PLN, co oznacza wzrost o około 4% w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największy udział w wartości sprzedanych towarów i materiałów posiadał segment Sprzedaży Detalicznej (około 37% całkowitych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami wewnątrzgrupowymi) oraz PGE (około 35% całkowitych kosztów Grupy PGE przed wyłączeniami wewnątrzgrupowymi).

7.2.2.14. Zysk brutto ze sprzedaży

W wyniku zaistnienia powyższych zdarzeń Grupa osiągnęła zysk brutto na sprzedaży (całkowite przychody ze sprzedaży pomniejszone o koszt własny sprzedaży) w wysokości 4.086,7 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w stosunku do 2.586,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 58%.

7.2.2.15. Pozostałe przychody operacyjne

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku pozostałe przychody operacyjne Grupy wyniosły 126,3 mln PLN, co oznacza wzrost o około 12% w stosunku do kwoty 112,3 mln PLN osiągniętej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

Tabela 52: Podział pozostałych przychodów operacyjnych Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	**Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca**		
	2009	**2008**	**% zmiana**
Pozostałe przychody operacyjne			
Zysk ze zbycia niefinansowych aktywów trwałych	5,1	7,4	*-31%*
Rozwiązanie odpisów aktualizujących należności	16,1	12,4	*30%*
Rozwiązanie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	1,4	1,3	*8%*
Rozwiązanie rezerw bilansowych	17,7	23,6	*-25%*
Otrzymane kary, grzywny, odszkodowania	29,6	41,1	*-28%*
Otrzymane dotacje	3,5	3,6	*-3%*
Zwrot podatków	4,6	2,3	*100%*
Zwrot kosztów postępowania sądowego	1,2	0,8	*50%*
Umorzone zobowiązania	0,3	0,4	*-25%*
Aktywa otrzymane nieodpłatnie	0,8	0,8	*0%*
Przychody refakturowane	0,2	0,9	*-78%*
Zmiana wyceny rezerwy rekultywacyjnej	22,1	0,0	-
Pozostałe	23,8	17,7	*34%*
Pozostałe przychody operacyjne ogółem	**126,3**	**112,3**	*12%*

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Zwiększenie pozostałych przychodów operacyjnych w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku jest związane przede wszystkim z rozwiązaniem rezerwy rekultywacyjnej w ZEDO na kwotę 22,1 mln PLN przy jednoczesnym zmniejszeniu otrzymanych kar, grzywien i odszkodowań o 11,5 mln PLN.

7.2.2.16. Pozostałe koszty operacyjne

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa wykazała pozostałe koszty operacyjne w wysokości 203,2 mln PLN w stosunku do 200,9 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 1%.

Tabela 53: Podział pozostałych kosztów operacyjnych Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	**2008**	**% zmiana**
Pozostałe koszty operacyjne			
Utworzenie odpisów aktualizujących należności	48,0	6,2	*674%*
Utworzenie odpisów aktualizujących wartość pozostałych aktywów	3,2	1,3	*146%*
Strata ze zbycia rzeczowych aktywów trwałych oraz wartości niematerialnych	3,6	9,5	*-62%*
Utworzenie rezerw	88,2	120,2	*-27%*
Udzielone darowizny	2,2	2,7	*-19%*
Odszkodowania	6,5	1,1	*491%*
Koszty postępowania spornego	1,8	1,3	*38%*
Likwidacja szkód/usuwanie awarii	8,1	22,7	*-64%*
Likwidacja rzeczowych aktywów trwałych	21,2	8,2	*159%*
Umorzenie należności	9,3	1,8	*417%*
Koszty działalności socjalnej	3,0	4,0	*-25%*
Różnica między wartością bilansową a godziwą dywidendy rzeczowej	0,0	0,0	-
Pozostałe	8,0	22,0	*-64%*
Pozostałe koszty operacyjne ogółem	**203,2**	**200,9**	***1%***

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Wzrost pozostałych kosztów operacyjnych w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku wynika głównie z utworzonych odpisów aktualizujących należności w wysokości 48,0 mln PLN oraz wzrostu kosztów likwidacji rzeczowych aktywów trwałych do 21,2 mln PLN z 8,2 mln PLN. Wzrost ten został częściowo skompensowany niższą wartością utworzonych rezerw oraz niższymi kosztami likwidacji szkód i usuwania awarii.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku odpisy aktualizujące należności wyniosły 48,0 mln PLN i obejmowały głównie odpisy aktualizujące należności w Spółkach Sprzedaży Detalicznej w wysokości 19,0 mln PLN oraz odpisy aktualizujące należności w spółce PGE Energia Odnawialna w wysokości 14,0 mln PLN.

7.2.2.17. *Przychody finansowe*

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa uzyskała przychody finansowe w wysokości 189,9 mln PLN w porównaniu do 282,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. W każdym z analizowanych okresów przychody finansowe obejmowały przede wszystkim odsetki oraz dodatnie różnice kursowe.

Tabela 54: Główne pozycje przychodów finansowych Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	**2008**	**% zmiana**
Przychody finansowe			
Przychody finansowe z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	**175,1**	**236,1**	***-26%***
Dywidendy	9,3	3,9	*138%*
Odsetki	96,0	91,7	*5%*
Aktualizacja wartości/rozwiązanie odpisów Aktualizujących	21,8	6,7	*225%*
Zysk ze zbycia inwestycji	9,0	30,2	*-70%*
Dodatnie różnice kursowe	38,9	103,5	*-62%*
Pozostałe przychody finansowe, w tym:	**14,9**	**46,4**	*-68%*
Odsetki od należności budżetowych	12,2	2,6	*369%*
Rozwiązanie rezerw	0,3	0,3	*0%*
Różnica między wartością bilansową a godziwą dywidendy rzeczowej	0,0	35,8	-
Pozostałe	2,3	7,7	*-70%*
Przychody finansowe ogółem	**189,9**	**282,5**	*-33%*

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Spadek przychodów finansowych o 92,6 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w stosunku do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku był przede wszystkim spowodowany: (i) spadkiem wartości dodatnich różnic kursowych o 64,6 mln PLN, co jest w głównej mierze wynikiem transakcji denominowanych w walutach obcych (w tym w szczególności pożyczek bankowych oraz transakcji realizowanych w zagranicznym obrocie energią elektryczną przez PGE oraz PGE Electra) oraz (ii) niższym o 21,2 mln PLN zyskiem ze zbycia inwestycji.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa wykazała niższe pozostałe przychody finansowe w stosunku do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku o 31,5 mln PLN, co było głównie spowodowane ujęciem w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku różnicy między wartością bilansową a godziwą dywidendy rzeczowej w wysokości 35,8 mln PLN (zdarzenie o charakterze jednorazowym).

7.2.2.18. Koszty finansowe

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku koszty finansowe Grupy wyniosły 357,2 mln PLN w porównaniu do 346,2 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 3%.

Tabela 55: Główne pozycje kosztów finansowych Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	**2008**	**% zmiana**
Koszty finansowe			
Koszty finansowe z tytułu instrumentów finansowych, w tym:	**265,9**	**229,1**	*16%*
Odsetki	168,4	152,2	*11%*
Aktualizacja wartości	3,9	10,3	*-62%*
Odpis aktualizujący	10,1	6,6	*53%*
Strata ze zbycia inwestycji	0,0	1,0	-
Ujemne różnice kursowe	83,4	58,9	*42%*
Pozostałe koszty finansowe, w tym:	**91,4**	**117,0**	*-22%*
Odwrócenie dyskonta	71,8	69,7	*3%*
Odsetki od zobowiązań budżetowych	2,3	0,1	*2200%*
Pozostałe	17,2	47,3	*-64%*
Koszty finansowe ogółem	**357,2**	**346,2**	*3%*

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W każdym z analizowanych okresów koszty finansowe obejmowały przede wszystkim koszty odsetek oraz ujemne różnice kursowe.

Wzrost kosztów finansowych o 11,0 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku był głównie spowodowany: (i) wzrostem kosztów odsetek od instrumentów finansowych o 16,2 mln PLN, oraz (ii) wyższymi o 24,5 mln PLN ujemnymi różnicami kursowymi.

Tabela 56: Wynik na działalności finansowej Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	**2008**	**% zmiana**
Przychody finansowe ogółem	189,9	282,5	*-33%*
Koszty finansowe ogółem	357,2	346,2	*3%*
Wynik na działalności finansowej	**(167,3)**	**(63,7)**	***163%***

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W efekcie powyższych zmian wynik na działalności finansowej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniósł (167,3) mln PLN i był o 103,6 mln PLN (o około 163%) niższy niż wynik na działalności finansowej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

7.2.2.19. Udział w zysku jednostek stowarzyszonych

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku oraz 2008 roku Grupa PGE posiadała następujące udziały w jednostkach stowarzyszonych: (i) udział 21,85% (w I półroczu 2008 roku udział 17,6%) w Polkomtel, operatorze telefonii komórkowej, (ii) udział 24,44% w PEC S.A. w Bogatyni, lokalnym dystrybutorze energii cieplnej, (iii) udział 43,83% w Przedsiębiorstwie Wielobranżowym Atex sp. z o.o., spółce dostarczającej systemy kontrolne, oraz (iv) udział 49,00% (w I półroczu 2008 roku udział 33,0%) w Swe-Pol Link AB, spółce zajmującej się przesyłem energii elektrycznej na połączeniu stałoprądowym pomiędzy Polską a Szwecją. Spośród powyższych inwestycji główny udział w zysku jednostek stowarzyszonych ma spółka Polkomtel.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa wykazała udział w zysku jednostek stowarzyszonych w wysokości 129,8 mln PLN w porównaniu do 53,7 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 142%.

Wzrost w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku wynika z wyższego udziału w zysku w spółce Polkomtel (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 27 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

7.2.2.20. Zysk brutto

Zysk brutto Grupy w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniósł 2.875,2 mln PLN w porównaniu do 1.555,7 mln PLN w okresie zakończonym 30 grudnia 2008 roku. Ponadto w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku marża zysku brutto Grupy (zysk brutto w stosunku do przychodów ze sprzedaży ogółem) zwiększyła się do 25,9% z 14,6% w okresie zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

Z kwoty zysku brutto w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 2.005,4 mln PLN przypadało na akcjonariuszy jednostki dominującej, a 869,8 mln PLN na udziałowców mniejszościowych (w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku 1.240,7 mln PLN przypadało na akcjonariuszy jednostki dominującej, a 315,0 mln PLN na udziałowców mniejszościowych).

7.2.2.21. Podatek dochodowy od osób prawnych

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku bieżący podatek dochodowy wyniósł 332,7 mln PLN, co stanowi wzrost o około 5% w porównaniu z 315,7 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Dodatkowo w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 oraz 2008 roku Grupa ujęła dodatni odroczony podatek dochodowy w wysokości odpowiednio 236,5 mln PLN oraz 19,9 mln PLN.

Łącznie bieżący podatek dochodowy od osób prawnych oraz zmiana odroczonego podatku dochodowego została wykazana w pozycji podatek dochodowy w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku w wysokości 569,2 mln PLN. Dane porównawcze za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2008 roku wykazują podatek dochodowy w wartości 335,6 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 17 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Tabela 57: Podatek dochodowy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	**Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca**	
	2009	**2008**
Bieżący podatek dochodowy	**(332,7)**	**(315,7)**
Podatek dochodowy okresu bieżącego	(333,3)	(313,3)
Korekty bieżącego podatku dochodowego wynikające z okresów poprzednich	0,6	(2,4)
Odroczony podatek dochodowy	**(236,5)**	**(19,9)**
Podatek dochodowy ujęty w skonsolidowanym rachunku zysków i strat	**(569,2)**	**(335,6)**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.2.2.22. Zysk netto z działalności kontynuowanej

Zysk netto z działalności kontynuowanej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniósł 2.306,0 mln PLN w porównaniu do 1.220,1 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

Wzrost zysku netto z działalności kontynuowanej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku o około 89% był głównie efektem wzrostu cen energii elektrycznej oraz otrzymania wyższych przychodów z tytułu rekompensat KDT.

7.2.2.23. Działalność zaniechana

W ciągu okresu zakończonego dnia 30 czerwca 2009 oraz 2008 roku Emitent oraz Spółki Zależne nie zaniechały żadnych istotnych obszarów swojej działalności.

7.2.2.24. Zysk netto

W wyniku opisanych powyżej czynników zysk netto w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniósł 2.306,0 mln PLN w porównaniu do 1.220,1 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Wysoki poziom zysku netto za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku wiązał się głównie z ujęciem wyższych przychodów z tytułu rekompensat KDT oraz wzrostem cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Zysk netto przypisany akcjonariuszom mniejszościowym w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniósł 511,3 mln PLN w porównaniu do 288,3 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku.

7.2.3. Bilans

Poniższe tabele przedstawiają wybrane dane bilansowe na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku, zawarte w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym według MSSF.

7.2.3.1. Aktywa trwałe

Tabela 58: Aktywa trwałe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku

w mln PLN	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	% zmiana
	(po przeglądzie)	(zbadane)	
Aktywa ogółem	**48.199,8**	**47.192,3**	*2%*
Aktywa trwałe ogółem	**41.239,1**	**40.701,2**	*1%*
Rzeczowe aktywa trwałe	38.173,6	37.811,6	*1%*
Nieruchomości inwestycyjne	25,9	26,6	*-3%*
Wartości niematerialne	132,9	142,0	*-6%*
Inwestycje długoterminowe utrzymywane do terminu wymagalności	-	-	-
Pożyczki i należności	473,5	370,6	*28%*
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	193,4	207,0	*-7%*
Udziały i akcje w jednostkach stowarzyszonych wykazywane metodą praw własności	1.344,4	1.479,1	*-9%*
Pozostałe aktywa długoterminowe	482,2	216,7	*123%*
Aktywa z tytułu podatku odroczonego	413,1	447,6	*-8%*
Aktywa trwałe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	-
Stosunek aktywów trwałych do aktywów ogółem	*86%*	*86%*	
Stosunek rzeczowych aktywów trwałych do aktywów trwałych ogółem	*93%*	*93%*	
Stosunek aktywa z tytułu podatku odroczonego do aktywów trwałych ogółem	*1%*	*1%*	
Stosunek aktywów trwałych związanych z działalnością przeznaczoną do zaniechania do aktywów trwałych ogółem	**-**	**-**	

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku aktywa trwałe Grupy wynosiły odpowiednio 41.239,1 mln PLN oraz 40.701,2 mln PLN, i stanowiły odpowiednio po 86% aktywów ogółem. Głównym czynnikiem zwiększenia się wartości aktywów trwałych o 537,8 mln PLN w okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w stosunku do roku zakończonego 31 grudnia 2008 był: (i) wzrost wartości rzeczowych aktywów trwałych o 362,1 mln PLN (tj. 1%), (ii) wzrost pozostałych aktywów długoterminowych o 265,5 mln PLN (tj. 123%), oraz (iii) wzrost pożyczek i należności o 102,8 mln PLN (tj. 28%). Wzrost ten został częściowo zbilansowany spadkiem wartości pozostałych udziałów i akcji w jednostkach stowarzyszonych wykazywanych metodą praw własności o 134,7 mln PLN (tj. 9%).

Rzeczowe aktywa trwałe na dzień 30 czerwca 2009 oraz na dzień 31 grudnia 2008 miały odpowiednio wartość równą 38.173,6 mln PLN oraz 37.811,6 mln PLN i stanowiły w obu omawianych okresach około 93% całkowitych aktywów trwałych według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku. Informacja dotycząca wartości bilansowej aktywów stanowiących zabezpieczenie spłaty zobowiązań na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku została zamieszczona w punkcie 2. w Rozdziale IX Prospektu.

Tabela 59: Rzeczowe aktywa trwałe według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Wydobycie i Wytwarzanie	22.362,3	21.898,4
Energetyka Odnawialna	1.316,1	1.330,1
Dystrybucja	13.006,8	13.060,8
Obrót Hurtowy	236,7	243,6
Sprzedaż Detaliczna	54,1	56,2
Pozostała Działalność	1.197,6	1.222,6
Rzeczowe aktywa trwałe ogółem	**38.173,6**	**37.811,6**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Pozostałe aktywa długoterminowe wyniosły na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku odpowiednio 482,2 mln PLN oraz 216,7 mln PLN i obejmowały głównie zaliczki na rzeczowe aktywa trwałe w budowie oraz pozostałe rozliczenia międzyokresowe. Wzrost pozostałych aktywów długoterminowych związany był ze zwiększeniem zaliczek na rzeczowe aktywa trwałe o 259,4 mln PLN.

Pożyczki i należności wyniosły 473,5 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 370,6 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku i obejmowały głównie zakupione obligacje i udzielone pożyczki.

Udziały w jednostkach stowarzyszonych wycenionych metodą praw własności wyniosły odpowiednio 1.344,4 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 1.479,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku. Spadek wartości udziałów i akcji w jednostkach stowarzyszonych w I półroczu 2009 roku jest związany z niższą wartością firmy oraz spadkiem udziału w aktywach netto spółki Polkomtel, głównie w wyniku wypłaty przez Polkomtel dywidendy.

Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży wyniosły 193,4 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 207,0 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku i obejmowały głównie udziały w podmiotach spoza Grupy, które nie są objęte konsolidacją.

7.2.3.2. Aktywa obrotowe

Tabela 60: Aktywa obrotowe Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku

w mln PLN	30 czerwca 2009 (po przeglądzie)	31 grudnia 2008 (zbadane)	% zmiana
Aktywa ogółem	**48.199,8**	**47.192,3**	*2%*
Aktywa obrotowe ogółem	**6.957,4**	**6.487,6**	*7%*
Zapasy	1.226,2	1.128,0	*9%*
Należności z tytułu podatku dochodowego	32,7	95,9	*-66%*
Krótkoterminowe aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	-	-	-
Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności krótkoterminowe	-	134,2	-
Należności z tytułu dostaw i usług	1.823,6	1.792,6	*2%*
Pozostałe pożyczki i należności finansowe	901,8	785,3	*15%*
Krótkoterminowe aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	74,2	97,8	*-24%*
Pozostałe aktywa krótkoterminowe	604,0	313,0	*93%*
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	2.295,0	2.140,8	*7%*
Aktywa obrotowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	
Aktywa zaklasyfikowane jako przeznaczone do sprzedaży	**3,3**	**3,5**	*-6%*
Stosunek aktywów obrotowych do aktywów ogółem	*14%*	*14%*	

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz na dzień 31 grudnia 2008 aktywa obrotowe Grupy wyniosły odpowiednio 6.957,4 mln PLN oraz 6.487,6 mln PLN i stanowiły odpowiednio po 14% aktywów ogółem. Głównym czynnikiem wzrostu wartości aktywów obrotowych o 469,8 mln PLN w okresie 6 miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w stosunku do roku zakończonego 31 grudnia 2008 było: (i) zwiększenie wartości pozostałych aktywów krótkoterminowych o 290,9 mln PLN (tj. 93%), (ii) zwiększenie stanu środków pieniężnych i ich ekwiwalentów o 154,2 mln PLN (tj. 7%), (iii) zwiększenie pozostałych pożyczek i należności finansowych o 116,5 mln PLN (tj. 15%), oraz (iv) zwiększenie stanu zapasów o 98,2 mln PLN (tj. 9%). Wzrost ten został częściowo zbilansowany zmniejszeniem wartości należności z tytułu podatku dochodowego o 63,1 mln PLN (tj. 66%) oraz niewystępowaniem według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności krótkoterminowych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz 31 grudnia 2008 roku pozostałe aktywa krótkoterminowe wyniosły 604,0 mln PLN oraz 313,0 mln PLN. Wzrost pozostałych aktywów krótkoterminowych o około 93% wynikał głównie z ujęcia według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku należności z tytułu dywidend w wysokości 206,8 mln PLN. Największą pozycję w ujętych dywidendach stanowiła dywidenda od spółki Polkomtel w wysokości 204,9 mln PLN.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku środki pieniężne i ich ekwiwalenty wyniosły 2.295,0 mln PLN oraz 2.140,8 mln PLN. Powyższe środki pieniężne obejmowały również środki o ograniczonej możliwości dysponowania w wysokości odpowiednio 75,5 mln PLN według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz 69,7 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku, głównie na wydzielonym rachunku Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku pozostałe pożyczki i należności finansowe wyniosły 901,8 mln PLN w porównaniu do 785,3 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku. Pozostałe pożyczki i należności finansowe obejmowały głównie należności z tytułu rekompensat w związku z rozwiązaniem KDT, nabyte obligacje, weksle, bony, pożyczki udzielone oraz pozostałe należności finansowe. Wzrost pozostałych pożyczek i należności finansowych był w głównej mierze spowodowany zwiększeniem stanu należności z tytułu rekompensat w związku z rozwiązaniem KDT do 718,3 mln PLN według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku z 606,4 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. W pozycji należności z tytułu rekompensat KDT w obu analizowanych okresach została ujęta różnica pomiędzy wysokością otrzymanych zaliczek a wysokością przychodów rozpoznanych w rachunku zysków i strat (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 46 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku zapasy wyniosły 1.226,2 mln PLN w porównaniu do 1.128,0 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku i składały się przede wszystkim z węgla kamiennego, części zamiennych dla segmentu Wydobycie i Wytwarzanie oraz dla działalności dystrybucyjnej, a także świadectw pochodzenia energii elektrycznej oraz praw do emisji CO_2. W I półroczu 2009 roku największy przyrost zapasów dotyczył świadectw pochodzenia energii, które wyniosły 368,9 mln PLN według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do 286,3 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 należności z tytułu dostaw i usług wyniosły 1.823,6 mln PLN w porównaniu do 1.792,6 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. W omawianych okresach należności z tytułu dostaw i usług obejmowały głównie należności od odbiorców końcowych wobec podmiotów zajmujących się sprzedażą detaliczną energii elektrycznej oraz należności od podmiotów na hurtowym rynku energii elektrycznej.

7.2.3.3. Kapitał własny

Tabela 61: Kapitały własne Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku

w mln PLN	30 czerwca 2009 (po przeglądzie)	31 grudnia 2008 (zbadane)	% zmiana
Kapitał własny (przypisany akcjonariuszowi jednostki dominującej)			
Kapitał podstawowy	14.705,8	14.705,8	-
Kapitał z aktualizacji wyceny aktywów finansowych	27,9	30,2	*-8%*
Różnice kursowe z przeliczenia jednostki zagranicznej	0	(1,3)	-
Kapitał zapasowy	2.144,4	2.100,2	*2%*
Pozostałe kapitały rezerwowe	-	414,0	-
Zyski zatrzymane	6.672,5	5.560,9	*20%*
Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych	**7.742,8**	**7.365,9**	*5%*
Kapitał własny ogółem	**31.293,4**	**30.175,6**	*4%*

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz na dzień 31 grudnia 2008 kapitał własny ogółem Grupy wyniósł odpowiednio 31.293,4 mln PLN oraz 30.175,6 mln PLN, co stanowi odpowiednio 65% oraz 64% kapitałów i zobowiązań ogółem. Kapitał akcjonariuszy mniejszościowych według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 wyniósł odpowiednio 7.742,8 mln PLN oraz 7.365,9 mln PLN. Wzrost kapitału własnego ogółem według stanu na dzień 30 czerwca 2009 był głównie spowodowany zyskiem netto za okres sprawozdawczy i został częściowo skompensowany przez wypłatę dywidendy na rzecz Skarbu Państwa (w tym wpłat z zysku).

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 zyski zatrzymane wyniosły 6.672,5 mln PLN, co oznacza wzrost o około 20% z 5.560,9 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Wzrost zysków zatrzymanych według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku wynikał z zysku netto przypisanego akcjonariuszom jednostki dominującej w wysokości 1.794,7 mln PLN za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku oraz rozliczenia transakcji zakupu udziałów mniejszości w spółce ZEC Bydgoszcz (13,33% akcji pracowniczych). Wartość nabytego udziału mniejszości w kapitale ZEC Bydgoszcz została zaprezentowana jako zwiększenie zysków zatrzymanych, a koszt nabycia dodatkowych udziałów został ujęty jako zmniejszenie tychże zysków. Łącznie powyższe przekształcenia spowodowały zwiększenie zysków zatrzymanych przypadających akcjonariuszowi jednostki dominującej o kwotę 9,9 mln PLN.

Zgodnie z uchwałą Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 30 czerwca 2009 roku dotyczącą podziału zysku za 2008 rok Emitent dokonał podziału kapitału na dywidendę w wysokości 509,2 mln PLN. Ponadto na wypłatę dywidendy przeznaczono niepodzielony wynik z lat ubiegłych w kwocie 18,6 mln PLN oraz kapitały rezerwowe w kwocie 414,0 mln PLN.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku kapitał zapasowy wyniósł 2.144,4 mln PLN, co oznacza wzrost o około 2% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Kapitał zapasowy Grupy jest kapitałem jednostki dominującej. Wzrost kapitału zapasowego wynika z podziału zysku netto PGE za rok 2008 zatwierdzonego przez Walne Zgromadzenie.

7.2.3.4. Udziały mniejszości

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 oraz na dzień 31 grudnia 2008 kapitały akcjonariuszy mniejszościowych wyniosły odpowiednio 7.742,8 mln PLN oraz 7.365,9 mln PLN.

Zwiększenie kapitału akcjonariuszy mniejszościowych według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku o 376,9 mln PLN w porównaniu do stanu na 31 grudnia 2008 roku było głównie związane z udziałem w wyniku jednostek zależnych w wysokości 511,3 mln PLN.

Tabela 62: Zmiany kapitałów akcjonariuszy mniejszościowych według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Na początek okresu	**7.365,9**	**8.168,0**
Dywidendy wypłacone przez jednostki zależne	(98,9)	(42,9)
Udział w zmianie wartości instrumentów finansowych	(0,8)	12,6
Nabycie uprawnień do akcji przez pracowników Grupy Kapitałowej/zakup udziałów mniejszości	(34,7)	(1.521,9)
Udział w wyniku jednostek zależnych	511,3	750,1
Na koniec okresu	**7.742,8**	**7.365,9**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Tabela 63: Analiza segmentowa udziałów mniejszości oraz ich udział w zysku jednostek zależnych w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku*

w mln PLN	30 czerwca 2009	
	Udział w zysku netto jednostek zależnych	**Udziały mniejszości na koniec okresu**
Wydobycie i Wytwarzanie	420,5	3.973,6
Energetyka Odnawialna	-	-
Obrót Hurtowy	-	-
Dystrybucja	40,8	3.133,3
Sprzedaż Detaliczna	43,1	556,0
Pozostałe	6,9	79,9
Ogółem	**511,3**	**7.742,8**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.2.3.5. Zobowiązania

Tabela 64: Zobowiązania i rezerwy Grupy według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku

w mln PLN	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008	% zmiana
	(po przeglądzie)	**(zbadane)**	
Zobowiązania i rezerwy długoterminowe			
Oprocentowane kredyty bankowe i pożyczki	5.088,2	4.470,8	*14%*
Pozostałe zobowiązania długoterminowe	10,3	15,5	*-34%*
Rezerwy	2.938,7	2.924,5	*0%*
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	1.290,3	1.089,1	*18%*
Rozliczenia międzyokresowe przychodów i dotacje rządowe	1.044,0	1.020,0	*2%*
Zobowiązanie długoterminowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania, w tym:	-	-	-
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego			-
Kredyty bankowe i pożyczki			-
Zobowiązania i rezerwy długoterminowe ogółem	**10.371,6**	**9.519,9**	*9%*
Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe			
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania	828,4	1.012,1	*-18%*
Zobowiązania finansowe wyceniane w wartości godziwej przez wynik finansowy	45,9	62,6	*-27%*
Kredyty bankowe i pożyczki	1.370,6	3.038,1	*-55%*
Pozostałe zobowiązania finansowe	322,6	628,5	*-49%*
Pozostałe zobowiązania niefinansowe	2.099,7	1.026,3	*105%*
Zobowiązania z tytułu podatku dochodowego	194,7	163,7	*19%*
Rozliczenia międzyokresowe przychodów	37,8	32,8	*15%*
Rozliczenia międzyokresowe bierne kosztów	726,7	624,9	*16%*
Rezerwy krótkoterminowe	908,5	907,9	*0%*
Zobowiązanie krótkoterminowe związane z działalnością przeznaczoną do zaniechania	-	-	-
Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe ogółem	**6.534,8**	**7.496,8**	*-13%*
Zobowiązania związane z aktywami do sprzedaży			-
Zobowiązania i rezerwy ogółem	**16.906,4**	**17.016,7**	*-1%*

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz na dzień 31 grudnia 2008 roku zobowiązania i rezerwy długoterminowe ogółem wyniosły odpowiednio 16.906,4 mln PLN oraz 17.016,7 mln PLN, tj. odpowiednio 35% oraz 36% ogółu pasywów.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku zobowiązania i rezerwy długoterminowe wyniosły 10.371,6 mln PLN i zwiększyły się o 851,7 mln PLN w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Zmiana stanu zobowiązań i rezerw długoterminowych w okresie sześciu miesięcy zakończonym na dzień 30 czerwca 2009 roku wynika głównie ze zwiększenia oprocentowanych kredytów i pożyczek o 617,5 mln PLN oraz zwiększenia rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 201,2 mln PLN.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oprocentowane kredyty i pożyczki w części długoterminowej wyniosły 5.088,2 mln PLN, co oznacza wzrost o około 14% w stosunku do stanu na 31 grudnia 2008 roku. Na saldo pozycji miała wpływ emisja obligacji przez PGE na kwotę 895,6 mln PLN, przy jednoczesnym spadku kredytów długoterminowych o 278,1 mln PLN.

Zobowiązania i rezerwy krótkoterminowe zmniejszyły się z 7.496,8 mln PLN według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku do 6.534,8 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku przede wszystkim w związku z: (i) spadkiem kredytów bankowych i pożyczek w części krótkoterminowej o 1.667,5 mln PLN, (ii) spadkiem pozostałych zobowiązań finansowych o 305,9 mln PLN, oraz (iii) zmniejszeniem stanu zobowiązań z tytułu dostaw i usług oraz pozostałych zobowiązań o 183,7 mln PLN. Dodatkowo wpływ na saldo zobowiązań i rezerw krótkoterminowych na dzień 30 czerwca 2009 roku miało zwiększenie stanu pozostałych zobowiązań niefinansowych o 1.073,4 mln PLN oraz wzrost rozliczeń międzyokresowych biernych kosztów o 101,8 mln PLN.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku bieżąca część oprocentowanych kredytów i pożyczek wyniosła 1.370,6 mln PLN, co oznacza spadek o około 55% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Na saldo pozycji miał wpływ spadek zadłużenia z tytułu krótkoterminowych kredytów i pożyczek o 467,5 mln PLN, który został częściowo skompensowany przez zmianę salda wyemitowanych obligacji (spadek o 1.200,0 mln PLN).

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku pozostałe zobowiązania finansowe wyniosły 322,6 mln PLN, co oznacza spadek o około 49% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Spadek pozostałych zobowiązań finansowych był związany z niższymi o 260,1 mln PLN zobowiązaniami z tytułu zakupu środków trwałych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku pozostałe zobowiązania niefinansowe wyniosły 2.099,7 mln PLN, co oznacza wzrost o około 105% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku. Zwiększenie poziomu pozostałych zobowiązań niefinansowych wynika głównie z ujęcia w tejże pozycji na dzień 30 czerwca 2009 roku zobowiązań z tytułu dywidend w wysokości 1.028,6 mln PLN.

Poza informacjami zawartymi w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych Grupy zamieszczonych w Rozdziale XXIX Prospektu, w okresie ostatnich trzech lat oraz w okresie od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku Spółka oraz inne podmioty z Grupy nie zawierały oraz nie były stronami znaczących transakcji walutowych (opcji, futures, forward), jak również transakcji o podobnym charakterze, które miały znaczący negatywny wpływ na wartości prezentowane w załączonych skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych lub mogłyby mieć istotny negatywny wpływ na Spółkę lub Grupę albo które wiązałyby się z powstaniem istotnych zobowiązań Spółki lub innych podmiotów z Grupy w przyszłości. W skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych został ujawniony szacunek wrażliwości poszczególnych pozycji bilansowych, w tym instrumentów pochodnych, na ryzyko walutowe oraz na ryzyko stopy procentowej (porównaj pkt. 44.7.1. i 44.7.2. skonsolidowanych sprawozdań finansowych za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku).

Zmianę zadłużenia netto Grupy PGE w omawianym okresie zaprezentowano w tabeli poniżej.

7.2.3.6. Zadłużenie

Tabela 65: Zadłużenie netto Grupy według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku, 30 czerwca 2009 roku i 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	31 sierpnia 2009	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
A. Środki pieniężne (1)	174,3	94,2	206,1
B. Ekwiwalenty środków pieniężnych	1.796,1	2.125,3	1.865,1
C. Papiery wartościowe przeznaczone do obrotu i dostępne do sprzedaży (2)	73,3	73,7	84,6
D. Płynność (A) + (B) + (C)	**2.043,7**	**2.293,2**	**2.155,8**
E. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności oraz pożyczki i należności (3)	**72,8**	**61,4**	**240,7**
F. Krótkoterminowe zadłużenie w bankach oraz bieżąca część zadłużenia długoterminowego (4)	1.453,0	1.370,6	3.038,1
G. Inne krótkoterminowe zadłużenie finansowe	1,1	1,1	1,1
H. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe (F) + (G) (5)	**1.454,1**	**1.371,7**	**3.039,2**
I. Krótkoterminowe zadłużenie finansowe netto (H) - (D) - (E)	**(662,4)**	**(982,9)**	**642,7**
J. Długoterminowe kredyty i pożyczki bankowe	4.109,6	4.192,7	4.470,8
K Wyemitowane obligacje	796,4	895,6	0,0
L. Inne długoterminowe kredyty, pożyczki lub inne zobowiązania (6)	0,9	1,0	1,6
M. Długoterminowe zadłużenie finansowe netto (J) + (K) + (L) (5)	**4.906,9**	**5.089,3**	**4.472,4**
N. Zadłużenie finansowe netto (I) + (M)	**4.244,5**	**4.106,4**	**5.115,1**

Uwagi

1 *Z wyłączeniem 78,9 mln PLN na dzień 31 sierpnia 2009 roku, 75,5 mln PLN na dzień 30 czerwca 2009 roku i 69,7 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania dotyczących głównie Funduszu Likwidacji Zakładu Górniczego*

2 *Obejmuje akcje notowane na aktywnych rynkach, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa finansowe dostępne do sprzedaży oraz nabyte obligacje, weksle, bony i jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych klasyfikowane jako aktywa przeznaczone do obrotu*

3 *Obejmuje krótkoterminowe nabyte obligacje, weksle, bony klasyfikowane jako inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności, nabyte obligacje, weksle i bony, pożyczki udzielone i lokaty i depozyty klasyfikowane jako pożyczki i należności*

4 *Obejmuje kredyty i obligacje*

5 *Z wyłączeniem pozostałych zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu*

6 *Obejmuje zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu*

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za 2008 rok zbadanego przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta. Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku nie były badane oraz nie podlegały przeglądowi przez biegłego rewidenta.

Źródło: Emitent

Według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku zadłużenie finansowe netto Grupy PGE wyniosło 4.244,5 mln PLN w porównaniu do 4.106,4 mln nettona dzień 30 czerwca 2009 roku oraz w porównaniu do 5.115,1 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku.

Tabela 66: Zobowiązania krótkoterminowe oraz długoterminowe z tytułu kredytów i pożyczek na dzień 31 sierpnia 2009 (w PLN)

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
1	EC Kielce	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie	PLN	433.880,0	12.736.434,7	20.12.2015	Weksel własny, deklaracja wekslowa, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
2	EC Kielce	Bank Ochrony Środowiska S.A.	PLN	916.060,0	17.856.029,1	30.03.2019	Weksel własny, deklaracja wekslowa, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
3	EC Lublin-Wrotków	Bank Pekao SA	PLN	-	-	30.11.2009	Weksel własny in blanco, pełnomocnictwo do rachunku bieżącego
4	EC Lublin-Wrotków	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PLN	4.516.144,0	-	31.12.2009	Zastaw wekslowy, gwarancje bankowe
5	EC Rzeszów	Bank Ochrony Środowiska S.A.	PLN	498.374,1	704.832,8	31.12.2011	Przewłaszczenie bloku gazowo-parowego, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem
6	EC Rzeszów	Bank Ochrony Środowiska S.A.	PLN	4.037.493,5	4.950.390,0	31.12.2011	Przewłaszczenie bloku gazowo-parowego, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem
7	EC Rzeszów	Bank Ochrony Środowiska S.A.	PLN	5.352.299,8	7.857.608,1	31.12.2011	Przewłaszczenie bloku gazowo-parowego, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem
8	EC Rzeszów	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PLN	23.923.059,7	11.687.779,4	20.12.2010	Weksel własny, cesja należności
9	Elektrownia Bełchatów	Bank Handlowy S.A.	PLN	-	-	31.10.2009	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji
10	Elektrownia Bełchatów	Kredyt Rezerwowy – konsorcjum banków	PLN	-	-	10.08.2014	Ustanowienie hipoteki kaucyjnej na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości pod budowę nowego Bloku 858 MW Zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy i praw obejmujący nowy Blok 858 MW Przelew na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczeniowych
11	Elektrownia Bełchatów	Societe Generale S.A. Oddział w Polsce	PLN	18.660,0	-	02.02.2012	
12	Elektrownia Bełchatów	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie	PLN	6.860.000,0	-	20.12.2009	Cesja wierzytelności z Umowy Ramowej BOT GiE./PGE Oświadczenie o poddaniu się egzekucji (do 171 125 500,00 PLN)
13	Elektrownia Bełchatów	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (Londyn)	PLN	565.778,6	72.703.284,5	10.08.2022	Ustanowienie hipoteki kaucyjnej na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości pod budowę nowego Bloku 858 MW Zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy i praw obejmujący nowy Blok 858 MW Przelew na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczeniowych

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
14	Elektrownia Bełchatów	Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (Londyn)	PLN	2.121.598,2	289.521.637,7	10.08.2018	Ustanowienie hipoteki kaucyjnej na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości pod budowę nowego Bloku 858 MW Zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy i praw obejmujący nowy Blok 858 MW Przelew na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczeniowych
15	Elektrownia Bełchatów	Nordic Investment Bank	EUR	1.575.940,9	387.681.379,7	20.06.2025	W oparciu o umowę (Porozumienie Wierzycieli) NIB uczestniczy w zabezpieczeniu tak jak: Kredyt Terminowy, Kredyt Rezerwowy, Kredyt EBOiR
16	Elektrownia Bełchatów	Europejski Bank Inwestycyjny	PLN	5.234.662,0	514.615.209,8	15.06.2025	Gwarancja bankowa wystawiona na 120% wartości kredytu EBI
17	Elektrownia Bełchatów	Kredyt Terminowy – konsorcjum banków	PLN	5.922.722,3	749.402.072,0	10.08.2016	Ustanowienie hipoteki kaucyjnej na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości pod budowę nowego Bloku 858 MW Zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy i praw obejmujący nowy Blok 858 MW Przelew na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczeniowych
18	ZEDO	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie	PLN	-	-	31.12.2017	Zabezpieczenia w okresie budowy: – cesja gwarancji prawidłowego wykonania obiektu, udzielonej przez Wykonawcę; – cesja polisy budowlano-montażowej; – weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową z ograniczeniem odpowiedzialności Pożyczkobiorcy
19	ZEDO	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie	PLN	-	-	31.12.2018	-
20	ZEDO	DnB NORD Polska S.A. – Umowa o kartę płatniczą VISA Business Charge	PLN	8.238,9	-	umowa zawarta na czas nieokreślony	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji na podstawie bankowego tytułu egzekucyjnego wystawionego zgodnie z Prawem Bankowym do kwoty 450.000,00 PLN
21	ZEDO	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie	PLN	170.802,8	-	31.10.2009	Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bankowym prowadzonym przez Nordea Bank Polska SA Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową do kwoty 1.360.000,00 PLN
22	ZEDO	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie	PLN	1.504.713,7	-	30.04.2010	Przewłaszczenie na zabezpieczenie węgla do 15.000.000,00 PLN wraz z cesją praw z polisy ubezpieczeniowej do kwoty 15 mln PLN Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową do kwoty 4.000.000,00 PLN
23	ZEDO	Bank Gospodarstwa Krajowego S.A.	PLN	10.449.425,8	-	14.12.2009	Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bankowym prowadzonym przez BGK Oświadczenie o poddaniu się egzekucji do kwoty 100.000.000,00 PLN

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
24	ZEDO	Bank Pekao SA	PLN	14.000.000,0	7.000.000,0	31.12.2010	Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem kredytobiorcy w banku Oświadczenie o poddaniu się egzekucji w wysokości 150% kwoty kredytu
25	ZEDO	Nordea Bank Polska S.A.	PLN	8.462.500,0	21.156.250,0	31.12.2012	Przelew na zabezpieczenie wierzytelności z umowy zawartej z odbiorcą energii elektrycznej Pełnomocnictwo do rachunku kredytobiorcy prowadzonego przez bank Oświadczenie o dobrowolnym poddaniu się egzekucji do kwoty 63.500.000,00 PLN
26	ZEDO	Bank Pekao SA	PLN	30.000.000,0	10.000.000,0	31.12.2010	Przelew wierzytelności z umów zawieranych z odbiorcami energii elektrycznej w wysokości 200.000.000,00 PLN Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem kredytobiorcy w banku Oświadczenie o poddaniu się egzekucji do kwoty kredytu
27	Elektrownia Opole	Bank Pekao SA	PLN	425.300.000,0	1.044.810.922,0	31.12.2012	Poręczenie Ministerstwa Finansów
28	Elektrownia Turów	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PLN	56.620,4	-	31.08.2009	Weksel własny in blanco z klauzulą „bez protestu” Nieodwołalne pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bieżącym w BZ WBK S.A. Oświadczenie o poddaniu się rygorowi egzekucji do majątku
29	Elektrownia Turów	UBS Investment Bank AG	CHF	5.349.893,0	5.312.770,5	02.08.2010	Gwarancja od Ryzyka Eksportu (ERG)
30	Elektrownia Turów	Bank Ochrony Środowiska S.A.	PLN	6.676.400,0	46.736.000,0	30.08.2013	Upoważnienie do dysponowania rachunkiem bieżącym w BOŚ S.A. Weksel własny in blanco wraz z deklaracją wekslową. Poddanie się egzekucji do wysokości 140 mln PLN
31	Elektrownia Turów	Nordic Investment Bank	USD	4.321.422,9	55.916.250,0	20.08.2016	Gwarancja Skarbu Państwa
32	Elektrownia Turów	Nordic Investment Bank	USD	11.699.113,3	57.350.000,0	06.06.2015	Gwarancja Skarbu Państwa
33	Elektrownia Turów	Nordic Investment Bank	USD	12.512.877,9	217.930.000,0	25.05.2019	Gwarancja Skarbu Państwa
34	Elektrownia Turów	UBS Investment Bank AG	CHF	24.072.682,8	209.103.474,2	12.12.2016	Gwarancja od Ryzyka Eksportu (ERG)

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
35	Exatel	Prowizja od Kredytu Konsorcjalnego	PLN	(333.320,0)	(89.769,6)		Zastaw rejestrowy na zbiorze rzeczy i praw (zastaw na przedsiębiorstwie do łącznej kwoty 525 mln PLN); zastawy rejestrowe i finansowe na posiadanych akcjach/udziałach i rachunkach bankowych do najwyższej kwoty zabezpieczenia (525 mln PLN); ustanowienie hipoteki na nieruchomości przy ul. Perkuna 47; cesja wierzytelności z umów handlowych i polis ubezpieczeniowych; oświadczenie Zarządu o poddaniu się egzekucji na podstawie art. 97 Prawa Bankowego, przelew na zabezpieczenie praw z tyt. dzierżawy sieci do PGE.; podporządkowanie wszelkich wierzytelności przysługujących PGE wobec Kredytobiorcy, z wyjątkiem wierzytelności PGE powstałych w trakcie normalnej działalności gospodarczej Kredytobiorcy i wynikających z umów handlowych, umów dotyczących korzystania z aktywów (w szczególności Umowy Wniesienia Aktywów) i dotyczących utrzymania składników sieci, stosownie do postanowień Umowy podporządkowania
36	Exatel	Odsetki od kredytu Konsorcjalnego	PLN	1.580.767,3	-		
37	Exatel	Bank Gospodarstwa Krajowego S.A.	PLN	4.999.996,0	8.333.354,0	31.12.2011	
38	Exatel	Kredyt Bank SA	PLN	9.090.900,0	15.151.552,0	31.12.2011	
39	Exatel	Raiffeisen Bank Polska SA	PLN	14.999.984,0	25.000.061,0	31.12.2011	
40	Exatel	Rabobank Polska S.A.	PLN	14.999.984,0	25.000.061,0	31.12.2011	
41	Exatel	PKO BP S.A.	PLN	14.999.984,0	25.000.061,0	31.12.2011	
42	KWB Turów	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej	PLN	3.537.500,0	-	20.12.2009	Umowa o przelew wierzytelności z tytułu dostaw węgla do Elektrowni Turów Weksel in blanco
43	KWB Turów	Bank Zachodni	PLN	6.000.000,0	12.000.000,0	29.06.2012	Weksel Przelew wierzytelności z tytułu dostaw węgla do Elektrowni Turów
44	KWB Turów	PKO BP S.A.	PLN	40.000.000,0	106.959.019,2	14.03.2014	Umowa przelewu wierzytelności z polisy ubezpieczeniowej; cesja wierzytelności od Elektrowni Turów na podstawie Umowy wieloletniej na dostawę – odbiór węgla brunatnego między KWB Turów i Elektrownią Turów Zastaw rejestrowy na wybranych środkach trwałych
45	LUBZEL	Bank Pekao SA	PLN	-	-	30.11.2009	Przelew wierzytelności z tytułu sprzedaży mocy i energii elektrycznej Pełnomocnictwo do potrącania kwoty niespłaconego kredytu z rachunku bankowego Weksel własny in blanco
46	LUBZEL**	Societe Generale S.A.	PLN	-	-	02.02.2012	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji prowadzonej przez Bank na podstawie bankowego tytułu egzekucyjnego do wysokości kwoty wskazanej w art. 1 Umowy (15.000.000,00 PLN) powiększonej o należne odsetki, koszta i prowizje, nie wyższej jednak niż 22.500.000,00 PLN
47	LUBZEL Dystrybucja**	Societe Generale S.A. Odział w Polsce	PLN	-	-	02.02.2012	Obrót na rachunku do 50% przyznanego kredytu
48	ŁZE**	Bank Pekao SA	PLN	-	-	22.12.2009	Pełnomocnictwo do obciążania rachunków Kredytobiorcy i oświadczenie o poddaniu się egzekucji
49	ŁZE**	BRE Bank S.A.	PLN	-	-	27.01.2010	

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
50	ŁZE**	Bank BPH S.A.	PLN	-	-	01.04.2010	Weksel własny in blanco z wystawienia Kredytobiorcy wraz z deklaracją wekslową
51	ŁZE Dystrybucja**	Nordea Bank Polska S.A.	PLN	-	-	29.04.2010	Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bankowym; Przelew wierzytelności z zawartych przez Kredytobiorcę umów handlowych na dostawę energii o łącznej wartości nie mniejszej niż 20.000.000,00 PLN
52	ŁZE Dystrybucja	Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Łodzi	PLN	563.494,0	384.824,0	31.10.2010	Nieodwołalne pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem bankowym Weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową na 150% kwoty dofinansowania (3 298 500,00PLN) Cesja wierzytelności
53	PGE**	ABN AMRO Bank N.V. ABN AMRO Bank (Polska) S.A. – agent	PLN	-	-	28.05.2010	-
54	PGE**	Bank Handlowy S.A.	PLN	-	-	11.06.2010	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji
55	PGE**	PKO BP S.A.	PLN	-	-	26.04.2010	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji Pełnomocnictwo do rachunku bieżącego w danym banku
56	PGE	Rabobank Polska S.A. oraz Cooperatieve Centrale Raiffeisen – Boerenleenbank BA	PLN	52.174.971,5	-	03.08.2010	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji Pełnomocnictwo do rachunku bieżącego w danym banku
57	PGE	Bank Pekao SA	PLN	96.343.707,9	-	20.07.2010	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji Pełnomocnictwo do rachunku bieżącego w danym banku
58	PGE Electra	Bank Pekao SA	PLN	26.980.691,0	-	22.06.2010	Pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem Oświadczenie o poddaniu się egzekucji
59	Spółki, których aktywa i wyniki prezentowane są w segmencie Działalność Pozostała w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych		PLN	23.851.159,6	146.826.550,1		-
60	ZEB Dystrybucja	Bank Gospodarstwa Krajowego S.A. Oddział w Białymstoku	PLN	8.726.595,2	-	31.03.2010	Weksel in blanco wraz z deklaracją wekslową Pełnomocnictwa do rachunków w BGK O/Białystok oraz Banku Pekao S.A. II Oddział w Białymstoku Cesja wierzytelności z tytułu umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej
61	ZEC Bydgoszcz	WFOŚiGW w Toruniu	PLN	300.000,0	-	28.02.2010	Weksel własny in blanco Cesja wierzytelności z umowy sprzedaży do PGE do wysokości zadłużenia wraz z odsetkami
62	ZEC Bydgoszcz	WFOŚiGW w Toruniu	PLN	1.749.900,0	-	30.06.2010	Weksel własny in blanco Cesja wierzytelności z umowy sprzedaży do PGE do wysokości zadłużenia wraz z odsetkami

Lp.	Kredytobiorca/pożyczkobiorca	Kredytodawca/ pożyczkodawca	Waluta	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Data ostatecznej spłaty	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
63	ZEC Bydgoszcz	Bank Pekao SA	PLN	16.206.814,5	-	30.07.2010	Przelew wierzytelności 62,5 mln PLN: PGE 24 mln PLN, KPEC 24 mln PLN, ZACHEM 14,5 mln PLN, pełnomocnictwo do dysponowania rachunkiem w banku, oświadczenie o poddaniu się egzekucji
64	ZEC Bydgoszcz	Bank Handlowy S.A.	PLN	25.550.002,0	-	27.05.2010	Cesja wierzytelności 77,5 mln PLN: KPEC 60 mln PLN, ZACHEM 17,5 mln PLN; oświadczenie o poddaniu się egzekucji
65	ZEŁT	Bank Societe Generale Oddział w Polsce	PLN	-	-	14.02.2011	Pełnomocnictwo do rachunku
66	ZEŁT-Obrót	Societe Generale S.A.	PLN	-	-	02.02.2012	-
67	ZEW Dychów	BRE Bank S.A.	PLN	-	-	08.01.2009	Weksel in blanco
	RAZEM			**978.884.495,4**	**4.109.598.037,2**		

* Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku nie były badane oraz nie podlegały przeglądowi przez biegłego rewidenta

** Łączna wartość niewykorzystanych a przyznanych limitów wynikająca z zawartych umów na dzień 31 sierpnia 2009 roku dla kredytów, dla których w tabeli powyżej nie wykazano zadłużenia zarówno długoterminowego, jak i krótkoterminowego, wynosi 1,1 mld PLN

Źródło: Emitent

Tabela 66a: Zobowiązania krótkoterminowe oraz długoterminowe z tytułu wyemitowanych papierów wartościowych na dzień 31 sierpnia 2009 (w PLN)

Lp.	Spółka	Tytuł	Cel emisji	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Ostateczny termin wykupu	Zabezpieczenia ustanowione na majątku
1	ZEDO	Emisja bonów korporacyjnych	Finansowanie bieżącej działalności	44.943.262,0	-	28.01.2010	Weksle in blanco
2	PGE Energia Odnawialna	Emisja obligacji	Finansowanie bieżącej działalności	44.845.389,6	-	02.01.2012	Bankowy tytuł egzekucyjny do kwoty 244.000.000,00 PLN
3	PGE Energia Odnawialna	Emisja obligacji	Finansowanie bieżącej działalności	34.461.986,6	-	02.01.2012	Bankowy tytuł egzekucyjny do kwoty 244.000.000,00 PLN
4	PGE	Emisja obligacji	Refinansowanie zobowiązań Spółek Grupy Kapitałowej Emitenta Refinansowanie Emitenta, do kwoty, którą Emitent udostępnił Spółkom Grupy i która została wykorzystana na refinansowanie ich zobowiązań Finansowanie działalności gospodarczej Emitenta	463.690,3	796.406.400,0	08.11.2010	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji
5	PGE	Emisja obligacji	Finansowanie działalności gospodarczej Emitenta	349.418.175,0	-	31.12.2009	Oświadczenie o poddaniu się egzekucji
	RAZEM			**474.132.503,5**	**796.406.400,0**		

* Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku nie były badane oraz nie podlegały przeglądowi przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Tabela 66b: Zobowiązania krótkoterminowe oraz długoterminowe z tytułu leasingu na dzień 31 sierpnia 2009 (w PLN)*

Lp.	Leasingobiorca	Leasingodawca	Przedmiot leasingu	Zadłużenie krótkoterminowe stan na dzień 31.08.2009	Zadłużenie długoterminowe stan na dzień 31.08.2009
1	EC Lublin-Wrotków	BRE Leasing	Samochód	31.184,8	464,4
2	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Samochód	24.453,8	5.181,9
3	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Piec muflowy	4.420,3	2.001,4
4	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Suszarka laboratoryjna	6.727,1	2.506,4
5	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Podzielnik próbek	8.370,0	3.118,2
6	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Kalorymetr	56.815,2	41.080,8
7	EC Lublin-Wrotków	RAIFFEISEN Leasing	Samochód	30.868,4	11.755,9
8	EC Lublin-Wrotków	BRE Leasing	Samochód	17.378,7	23.098,1
9	EC Lublin-Wrotków	BRE Leasing	Ciągnik	31.982,3	69.497,6
10	EC Rzeszów	Europejski Fundusz Leasingowy	Koparka	78.968,2	301.507,9
11	Elektrownia Turów	"ELTUR-TRANS" Sp. z o.o.	Samochody	10.785,0	355,1
12	PGE GiE	"ELTUR-TRANS" Sp. z o.o.	Samochody	175.675,8	98.900,8
13	ZEW Dychów	ETFL Energo-Utech S.A.	Maszyny i urządzenia produkcyjne	130.817,9	-
14	ZEW Dychów	ETFL Energo-Utech S.A.	Maszyny i urządzenia produkcyjne	131.589,1	31.649,3
15	ZEW Dychów	ETFL Energo-Utech S.A.	Maszyny i urządzenia produkcyjne	16.247,3	-
16	ZEW Dychów	ETFL Energo-Utech S.A.	Maszyny i urządzenia produkcyjne	16.582,8	-
18	Exatel	Carefleet S.A.	Samochody	201.669,9	22.429,5
19	ZEC Bydgoszcz	ETFL Energo-Utech S.A.	Samochody	71.039,1	148.519,2
20	ZEC Bydgoszcz	ETFL Energo-Utech S.A.	Samochód	30.848,2	127.304,0
	RAZEM			**1.076.423,9**	**889.370,3**

* Dane na dzień 31 sierpnia 2009 roku nie były badane oraz nie podlegały przeglądowi przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.2.3.7. Rezerwy

Według stanu na 30 czerwca 2009 roku oraz 31 grudnia 2008 roku wartość rezerw długoterminowych wyniosła odpowiednio 2.938,7 mln PLN oraz 2.924,5 mln PLN.

Tabela 67: Rezerwy długoterminowe według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	30 czerwca 2009	31 grudnia 2008
Świadczenia po okresie zatrudnienia	1.017,3	1.002,2
Rezerwy na świadczenia jubileuszowe	744,7	747,3
Rezerwy na roszczenia od kontrahentów	-	-
Rezerwy na koszty postępowania sądowego	33,8	32,1
Rezerwa na zakup uprawnień do emisji CO_2	43,1	61,4
Rezerwy na roszczenia pracownicze	27,0	25,7
Rezerwy na rekultywację wyrobisk końcowych	991,6	977,1
Rezerwy na likwidację rzeczowych aktywów trwałych	74,7	72,8
Pozostałe rezerwy	6,4	5,9
Rezerwy długoterminowe ogółem	**2.938,7**	**2.924,5**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za 2008 rok zbadanego przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.2.4. Płynność i środki kapitałowe

Tabela 68: Zmiana stanu środków pieniężnych netto Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca	
	2009	2008
	(po przeglądzie)	(niezbadane)
Środki pieniężne na początek okresu	2.137,3	2.723,5
Środki pieniężne na koniec okresu	2.294,7	2.147,2
Zmiana stanu środków pieniężnych netto	**157,4**	**(576,3)**
– w tym z działalności kontynuowanej	157,4	(576,3)
– w tym z działalności zaniechanej	-	-

Źródło: Emitent

Stan środków pieniężnych i ich ekwiwalentów na 30 czerwca 2009 roku wynosił 2.294,7 mln PLN w porównaniu do 2.147,2 mln PLN na 30 czerwca 2008 roku. Różnice pomiędzy stanem środków pieniężnych wykazanym w bilansie a tym wykazanym w rachunku przepływów pieniężnych wynikają głównie z odsetek naliczonych, a nie otrzymanych na dzień bilansowy oraz różnic kursowych od środków pieniężnych.

Tabela 69: Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca	
	2009	2008
	(po przeglądzie)	(niezbadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej		
Zysk brutto	**2.875,2**	**1.555,7**
– w tym z działalności kontynuowanej	2.875,2	1.555,7
Korekty o pozycje:		
Udział w wyniku jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	(129,8)	(53,7)
Amortyzacja	1.295,7	1.334,6
Odsetki i dywidendy netto	95,5	128,8
Różnica pomiędzy wartością godziwą a bilansową przekazanych dywidend rzeczowych	-	(35,8)
Zysk/strata na działalności inwestycyjnej	2,1	(28,1)
Zmiana stanu należności	(205,2)	294,3
Zmiana stanu zapasów	(117,2)	(160,1)
Zmiana stanu zobowiązań z wyjątkiem kredytów i pożyczek	(176,2)	(794,6)
Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	7,0	161,6
Zmiana stanu rezerw	19,3	321,6
Podatek dochodowy zapłacony	(241,7)	(333,4)
Pozostałe	34,4	24,5
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	**3.459,1**	**2.415,5**
– w tym z działalności kontynuowanej	3.459,1	2.415,5

Źródło: Emitent

Całkowite przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku wyniosły 3.459,1 mln PLN w porównaniu do 2.415,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 43%. Wzrost ten był spowodowany przede wszystkim osiągnięciem wyższego wyniku operacyjnego w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu z okresem sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku. Dodatkowo niższy wpływ środków pieniężnych z działalności operacyjnej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku był związany ze spłatą wysokiego salda zobowiązań handlowych na dzień 31 grudnia 2007 roku (dotyczących głównie zobowiązań za energię elektryczną dostarczoną w ramach KDT).

Tabela 70: Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca	
	2009	2008
	(po przeglądzie)	(niezbadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej		
Sprzedaż rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	14,6	68,3
Nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych	(2.193,6)	(1.703,7)
Sprzedaż nieruchomości inwestycyjnych	-	-
Nabycie nieruchomości inwestycyjnych	(0,0)	-
Sprzedaż aktywów finansowych	288,5	239,2
Nabycie aktywów finansowych	(102,2)	(39,5)
Nabycie jednostki zależnej, po potrąceniu przejętych środków pieniężnych	-	-
Dywidendy	69,5	77,7
Odsetki otrzymane	6,3	13,5
Spłata udzielonych pożyczek	5,8	2,7
Udzielenie pożyczek	(62,0)	-
Pozostałe	(1,3)	(32,5)
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	**(1.974,4)**	**(1.374,3)**
– w tym z działalności kontynuowanej	(1.974,4)	(1.374,3)

Źródło: Emitent

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku wyniosły 1.974,4 mln PLN i były wyższe o około 44% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. Na saldo przepływów pieniężnych z działalności inwestycyjnej złożyły się przede wszystkim wydatki na nabycie rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialnych w kwocie 2.193,6 mln PLN.

Tabela 71: Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej Grupy za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 i 2008 roku

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca	
	2009	2008
	(po przeglądzie)	(niezbadane)
Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej		
Wpływy z tytułu emisji akcji	-	-
Spłata zobowiązań z tytułu leasingu finansowego	(1,9)	(9,9)
Wpływy z tytułu zaciągnięcia pożyczek/kredytów	4.458,7	3.977,5
Spłata pożyczek/kredytów	(5.566,3)	(5.265,4)
Dywidendy wypłacone akcjonariuszom (w tym wpłata z zysku dla Skarbu Państwa)	(4,2)	(33,0)
Odsetki zapłacone	(217,8)	(259,9)
Pozostałe	4,1	(26,9)
Środki pieniężne netto z działalności finansowej	**(1.327,3)**	**(1.617,5)**
– w tym z działalności kontynuowanej	(1.327,3)	(1.617,5)

Źródło: Emitent

Ujemne przepływy pieniężne netto z działalności finansowej za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku wyniosły 1.327,3 mln PLN i były niższe o około 18% w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku. Spadek wydatków netto z tytułu działalności finansowej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku spowodowany był przede wszystkim niższym ujemnym saldem wpływów/spłat z tytułu pożyczek i kredytów w wysokości 1.107,5 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w porównaniu do ujemnego salda wpływów/spłat w wysokości 1.287,9 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku oraz niższą kwotą zapłaconych odsetek w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku o 42,1 mln PLN w porównaniu do okresu sześciu miesięcy zakończonego 30 czerwca 2008 roku.

7.2.4.1. Środki pieniężne

Stan środków pieniężnych i ekwiwalentów Grupy na 30 czerwca 2009 roku wynosił 2.294,7 mln PLN w porównaniu do 2.147,2 mln PLN na dzień 30 czerwca 2008 roku, co oznacza wzrost o około 7%. Zmiana stanu środków pieniężnych netto w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosła 157,4 mln PLN w porównaniu do (576,3) mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008

roku. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa dysponowała niewykorzystanymi liniami kredytowymi w kwocie odpowiadającej 2.473,5 mln PLN oraz gotówką w kasie w kwocie 169,7 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 34 i Nota nr 43.1. skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

7.2.5. Inwestycje

Nakłady inwestycyjne Grupy na środki trwałe i wartości niematerialne za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku wyniosły 1.656,1 mln PLN (porównaj Rozdział XXIX, Nota nr 13 skonsolidowanego sprawozdania finansowego według MSSF).

Tabela 72: Nakłady inwestycyjne poniesione przez Grupę w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Nakłady inwestycyjne w podziale na segmenty				
	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca				
	2009	*(%)*	2008	*(%)*	% zmiana
Wydobycie i Wytwarzanie	1.176,4	*71,0%*	1.635,8	*78,9%*	*-28,1%*
Energetyka Odnawialna	40,8	*2,5%*	57,2	*2,8%*	*-28,7%*
Dystrybucja	367,5	*22,2%*	356,6	*17,2%*	*3,1%*
Obrót Hurtowy	3,3	*0,2%*	3,1	*0,1%*	*6,5%*
Sprzedaż Detaliczna	2,0	*0,1%*	2,9	*0,1%*	*-31,0%*
Pozostała działalność	66,1	*4,0%*	17,0	*0,8%*	*288,8%*
Razem nakłady inwestycyjne	**1.656,1**	*100,0%*	**2.072,6**	*100,0%*	*-20,1%*

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku Grupa ponosiła nakłady inwestycyjne głównie na terytorium Polski.

Największy udział w ponoszonych nakładach inwestycyjnych w rzeczowe aktywa trwałe zarówno w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, jak i w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2008 roku miał segment Wydobycie i Wytwarzanie (odpowiednio 71% oraz 79% łącznej wartości nakładów inwestycyjnych Grupy).

Nakłady inwestycyjne w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie wyniosły w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 1.176,4 mln PLN.

Tabela 73: Nakłady inwestycyjne realizowane w segmencie Wydobycie i Wytwarzanie w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca		
	2009	2008	% zmiana
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	1.084,8	1.455,3	*-25,5%*
Rozwojowe	878,3	1.197,4	*-26,6%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	206,5	257,9	*-19,9%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	17,5	26,5	*-32,7%*
Teleinformatyka	5,6	7,2	*-22,2%*
Środki transportu	5,4	6,1	*-11,5%*
Pozostałe	63,1	141,2	*-55,3%*
RAZEM	**1.176,4**	**1.635,8**	***-28,1%***

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Tabela 74: Główne projekty inwestycyjne realizowane przez podmioty z segmentu Wydobycie i Wytwarzanie w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

Lp.	Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN	Spółka	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009	2008
	Razem	**GWW**	**1.176,4**	**1.635,8**
1	Rozbudowa infrastruktury PGE GiE S.A.	PGE GiE	0,9	1,9
2	Wykorzystanie turbiny T6 w układzie pracy bloku gazowo-parowego	EC Gorzów	2,0	0,0
3	Budowa bloku energetycznego 858 MW wraz z przyłączeniem do KSE zlokalizowanym w stacji sieciowej Trębaczew	Elektrownia Bełchatów	454,7	900,4
4	Kompleksowa rekonstrukcja i modernizacja bloków 3-12	Elektrownia Bełchatów	266,9	41,5
5	Dostosowanie IOS bl. 8,10,11 i 12 do pracy w nowych standardach emisyjnych obowiązujących w UE	Elektrownia Bełchatów	1,0	28,6
6	Budowa składowiska odpadów paleniskowych	Elektrownia Bełchatów	1,1	1,5
7	Projekt Opole II (Budowa nowych węglowych bloków pyłowych nr 5&6)	Elektrownia Opole	0,5	1,0
8	Odpopielanie – budowa układu transportowego do obszaru zwałowania wewnętrznego KWBT	Elektrownia Turów	1,1	22,1
9	Woda chłodząca – modernizacja układu wewnętrznego chłodni kominowej nr 2	Elektrownia Turów	3,6	0,0
10	Systemy elektryczne – przebudowa układu elektrycznego 6 kV potrzeb ogólnych Elektrowni Turów	Elektrownia Turów	1,8	0,0
11	Udostępnienie Pola Szczerców	KWB Bełchatów	123,5	159,8
12	Modernizacja TG1-5 (wyprowadzenie mocy)/Modernizacja turbozespołu TG4	ZEC Bydgoszcz	11,2	0,2
13	Pozostałe		308,1	478,8

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w segmencie Energetyka Odnawialna w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosły 40,8 mln PLN.

Tabela 75: Nakłady inwestycyjne realizowane w segmencie Energetyka Odnawialna w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009	2008	% zmiana
Inwestycje w moce produkcyjne, w tym:	40,1	56,3	*-28,8%*
Rozwojowe	1,5	7,6	*-80,3%*
Modernizacyjno-odtworzeniowe	38,6	48,6	*-20,6%*
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	0,0	0,1	-
Teleinformatyka	0,3	0,2	*50,0%*
Środki transportu	0,0	0,1	*-100,0%*
Pozostałe	0,4	0,5	*-20,0%*
RAZEM	**40,8**	**57,2**	*-28,7%*

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Tabela 76: Główne projekty realizowane w segmencie Energetyka Odnawialna w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

Lp.	Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009	2008
	Razem	**40,8**	**57,2**
1	Energetyka wiatrowa w Polsce	1,2	0,4
2	Odtworzenie i modernizacja hydrozespołów w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	16,4	18,8
3	Odtworzenie i modernizacja generatorów silników w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	5,7	4,0
4	Modernizacja układów zabezpieczeń hydrozespołów i silników rozruchowych w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	1,6	1,5
5	Budowa Elektrowni Wodnej Dobrzeń	0,0	7,1
6	Modernizacja pokrywy turbiny i łopat aparatu kierowniczego HZ 3 w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	3,8	0,0
7	Modernizacja rury ssącej RS-3 w Elektrowni Wodnej Żarnowiec	2,9	0,0
8	Elektrownia Wodna Zielisko – przebudowa i modernizacja jazu z budową przepławki	4,0	0,2
9	Pozostałe	5,2	25,3

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w segmencie Dystrybucji wyniosły w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 367,5 mln PLN i stanowiły około 22% nakładów w Grupie PGE. Nakłady inwestycyjne ponoszone w segmencie Dystrybucja dotyczyły głównie przyłączenia nowych odbiorców, modernizacji i odtworzenia majątku dystrybucyjnego oraz inwestycji wynikających z budowy nowych stacji, sieci oraz linii.

Tabela 77: Nakłady inwestycyjne realizowane w segmencie Dystrybucja w podziale na poszczególne zadania inwestycyjne w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

w mln PLN	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009	2008	% zmiana
Sieci elektroenergetyczne WN, SN i NN	115,0	100,8	14,1%
Łączność, telemechanika i układy pomiarowe	31,3	17,4	79,9%
Teleinformatyka	13,7	16,7	-18,0%
Wykup gruntów:	1,4	1,5	-6,7%
Przyłączenie odbiorców	177,7	179,8	-1,2%
Zakupy gotowych dóbr inwestycyjnych	11,5	18,6	-38,2%
Pozostałe	16,8	21,8	-22,9%
RAZEM	**367,5**	**356,6**	**3,1%**

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Tabela 78: Główne projekty realizowane w segmencie Dystrybucji w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 i 2008 roku*

Lp.	Inwestycje w rzeczowy majątek trwały oraz wartości niematerialne w mln PLN	Spółka	Za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009	2008
	Razem	**OSD**	**367,5**	**356,6**
1	Modernizacja oświetlenia ulic	ŁZE	0,5	2,5
2	Stacja 110/15 kV Sandomierz – modernizacja, rozbudowa	RZE	3,2	-
3	Linia 110 kV Narew-Bielsk Podlaski	ZEB	0,0	5,2
4	Modernizacja stacji 110/15 kV Wysokie Mazowieckie	ZEB	3,2	-
5	Modernizacja stacji 110/20 kV Filipów	ZEB	2,9	0,3
6	Budowa stacji 110/15 kV z zasilaniem w Stobiecku – Radomsko	ZEŁT	5,4	-
7	Przeizolowanie Głównego Punktu Zasilającego Zamłynie na napięcie 15 kV	ZEORK	2,9	-
8	Budowa Centrum Przetwarzania i Ochrony Danych w OSD ZEORK	ZEORK	0,0	6,4
9	Rozbudowa Głównego Punktu Zasilającego Grójec	ZEORK	0,0	6,1
10	Dołhobyczów – budowa sieci SN zasilającej Drogowe Przejście Graniczne	ZKE	0,7	-
11	Pozostałe		348,6	336,1

*Dane niezbadane

Źródło: Emitent

Nakłady inwestycyjne w segmencie Sprzedaży Detalicznej wyniosły w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 2,0 mln PLN i stanowiły około 0,1% nakładów w Grupie PGE i dotyczyły głównie nakładów na teleinformatykę (systemy związane z obsługą klientów).

Nakłady inwestycyjne w segmencie Obrotu Hurtowego wyniosły w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 3,3 mln PLN, co stanowiło około 0,2% nakładów w Grupie PGE. Ponad 43% wydatków dokonanych w segmencie Obrotu Hurtowego stanowiły wydatki na informatykę, w tym głównie na systemy wspomagania zarządzania w Grupie PGE oraz na systemy obrotu energią elektryczną.

Nakłady inwestycyjne w rzeczowy majątek trwały w ramach pozostałej działalności w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosły 66,1 mln PLN. W ramach powyższej kwoty w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 15,6 mln PLN zostało wydane przez spółkę Exatel na rozwój infrastruktury teleinformacyjnej, natomiast pozostałe nakłady inwestycyjne dotyczyły głównie wydatków na rozwój i modernizację środków trwałych niezbędnych do świadczenia usług w ramach działalności pomocniczej.

7.2.6. *Obecne i przyszłe inwestycje*

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie 3.622,1 mln PLN. Kwoty te przeznaczone będą na modernizacje majątku jednostek Grupy oraz zakup maszyn i urządzeń. Największą inwestycją prowadzoną obecnie w Grupie i jedną z największych inwestycji energetycznych w Europie jest budowa bloku 858 MW wraz z linią przesyłową w Elektrowni Bełchatów. Na dzień 30 czerwca 2009 roku planowane nakłady pozostałe do poniesienia na tę inwestycję wynosiły 1.091,7 mln PLN.

Tabela 79: Zobowiązania inwestycyjne w podziale na główne segmenty działalności według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku*

w mln PLN	**Według stanu na dzień 30 czerwca 2009**
Wydobycie i Wytwarzanie	3.065,8
Energetyka Odnawialna	76,5
Dystrybucja	467,9
Obrót Hurtowy	-
Sprzedaż Detaliczna	-
Pozostała działalność	11,9
Razem nakłady inwestycyjne	**3.622,1**

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Obecnie realizowane i przyszłe inwestycje (porównaj opis w Rozdziale XIII Prospektu) są i będą finansowane ze środków uzyskanych z Oferty, środków generowanych z podstawowej działalności Grupy PGE oraz finansowania zewnętrznego (porównaj opis w Rozdziale III Prospektu).

Nakłady inwestycyjne zaplanowane przez spółki Grupy na 2009 rok wyniosły 4.783,0 mln PLN. Po uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych poniesionych przez Grupę w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, Emitent szacuje, iż w II półroczu 2009 roku Grupa poniesie nakłady inwestycyjne w wysokości 3.126,9 mln PLN. Z kwoty planowanych w II półroczu 2009 roku wydatków na poszczególne segmenty przypadają następujące kwoty: (i) segment Wydobycie i Wytwarzanie 2.118,4 mln PLN, (ii) segment Energetyka Odnawialna 247,4 mln PLN, (iii) segment Dystrybucja 602,8 mln PLN, (iv) segment Sprzedaż Detaliczna 84,1 mln PLN, oraz (v) segment Obrót Hurtowy 5,4 mln PLN.

7.2.7. Zewnętrzne źródła finansowania

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 oraz 2008 roku zewnętrzne źródła finansowania Grupy obejmowały głównie kredyty, obligacje oraz leasing. Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku saldo oprocentowanego zadłużenia długoterminowego Grupy wyniosło 5.089,3 mln PLN w porównaniu do salda w wysokości 4.472,4 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku. Oprocentowane zadłużenie krótkoterminowe na dzień 30 czerwca 2009 roku wyniosło 1.371,7 mln PLN i było niższe o 1.667,5 mln PLN w porównaniu do stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku.

Poziom przyszłego zadłużenia Grupy, a w szczególności potrzeby kredytowe, zależeć będą w głównej mierze od sytuacji makroekonomicznej, w szczególności od poziomu cen energii elektrycznej, które mają wpływ na wyniki osiągane przez Grupę, a także harmonogramu realizacji programu inwestycyjnego Grupy (porównaj opis w punkcie 3.6. w Rozdziale XIII Prospektu).

Obecna struktura finansowania Grupy PGE została przedstawiona w tabelach zamieszczonych w punkcie 7.2.3.6. powyżej. W przyszłości, w miarę realizacji programu inwestycyjnego na lata 2009-2012, w ocenie Zarządu Emitent będzie powiększać swoje zadłużenie odsetkowe, nie przekraczając przy tym wskaźników wymaganych przez kredytobiorców.

7.2.8. Zobowiązania kontraktowe i handlowe

Na dzień 30 czerwca 2009 roku Grupa zobowiązała się ponieść nakłady na rzeczowe aktywa trwałe w kwocie 3.622,1 mln PLN. Kwoty te przeznaczone będą na modernizacje majątku jednostek Grupy oraz zakup maszyn i urządzeń. Największą inwestycją prowadzoną obecnie w Grupie i jedną z największych inwestycji energetycznych w Europie jest budowa bloku 858 MW wraz z linią przesyłową w Elektrowni Bełchatów. Na dzień 30 czerwca 2009 roku planowane nakłady pozostałe do poniesienia na tę inwestycję wynosiły 1.091,7 mln PLN.

Grupa PGE była także stroną kontraktów na zakup gazu ziemnego i węgla kamiennego. W przypadku węgla kamiennego, kontrakty podlegają corocznej renegocjacji w przedmiocie ceny i wielkości. Z uwagi na to, że kontrakty te nie spełniają wymogów definicji „zobowiązań" w rozumieniu MSSF (natomiast spełniają wymogi definicji „umów wykonawczych"), nie są one wykazywane w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym

sporządzonym zgodnie z MSSF (porównaj opis w punkcie 1.3. w Rozdziale XIV Prospektu). Z uwagi na charakter tych kontraktów, łączna wielkość i ceny surowców mogą ulegać zmianie w kolejnych latach.

Zobowiązania warunkowe na dzień 30 czerwca 2009 roku wynosiły 117,0 mln PLN w porównaniu do 241,8 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku. Główną pozycją zobowiązań warunkowych na dzień 30 czerwca 2009 roku było zobowiązanie warunkowe w spółce ZEDO z tytułu podatku od nieruchomości w wysokości 59,7 mln PLN oraz zobowiązanie związane z wykupem przez PGE Energia Odnawialna akcji pracowniczych w ZEC Bydgoszcz. W zależności, w którym roku nastąpi wykup akcji pracowniczych, zobowiązanie PGE Energia Odnawialna wobec pracowników ZEC Bydgoszcz z tytułu odkupienia akcji może wynieść od 0,5 mln PLN do 2,8 mln PLN.

7.3. Zarządzanie ryzykiem finansowym i rynkowym

W trakcie prowadzenia działalności biznesowej spółki Grupy stają się stroną różnego rodzaju uzgodnień oraz umów finansowych obciążonych ryzykiem pozafinansowym. W trakcie okresów sprawozdawczych Grupa nie była w posiadaniu żadnych istotnych aktywów pozabilansowych.

W toku zwykłej działalności biznesowej działania Grupy, jej wyniki finansowe oraz przepływy gotówkowe są narażone na różnego typu ryzyka finansowe i rynkowe, a w tym ryzyko stopy procentowej, ryzyko walutowe, ryzyko cenowe, ryzyko kredytowe, a także ryzyko płynności. Każde z tych ryzyk mogłoby niekorzystnie wpłynąć na działalność biznesową, stan finansowy oraz rezultaty przeprowadzonych operacji.

W latach 2006-2008 oraz w I półroczu 2009 roku PGE, w odniesieniu do zobowiązań finansowych, stosowała politykę zabezpieczeń ryzyka walutowego polegającą na wykorzystywaniu naturalnego zabezpieczenia w postaci wpływów walutowych z eksportu energii elektrycznej, w tym z kontraktów długoterminowych na eksport energii elektrycznej. W związku z powyższym PGE nie dokonywała w tym okresie transakcji zabezpieczających ryzyko walutowe.

Ryzyko stopy procentowej w latach 2006-2008 oraz w I półroczu 2009 roku nie było istotne, biorąc pod uwagę sumę bilansową Spółki, niemniej struktura oprocentowania zobowiązań finansowych była oparta na różnych stawkach referencyjnych (różne waluty/okresy odsetkowe). Ryzyko płynności było i jest monitorowane poprzez bieżące analizy przyszłych przepływów pieniężnych i dostępnych dla spółki linii kredytowych. Bardziej szczegółowe informacje prezentujemy poniżej oraz w Nocie nr 44 skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF.

7.3.1. Ryzyko stopy procentowej

Spółki z Grupy PGE finansują swoją działalność operacyjną i inwestycyjną po części z finansowania dłużnego oprocentowanego według zmiennej stopy procentowej lub poprzez inwestowanie w aktywa finansowe oprocentowane według zmiennej lub stałej stopy procentowej. Jednostki są narażone na ryzyko stopy procentowej związane z lokatami, środkami pieniężnymi, inwestycjami w obligacje wyemitowane przez Autostradę Wielkopolską S.A. oraz zobowiązania z tytułu otrzymanych kredytów i wyemitowanych obligacji.

Tabela 80: Ekspozycja Grupy na ryzyko stopy procentowej w podziale na walutę i rodzaj oprocentowania*

w mln PLN		Rodzaj oprocentowania	Nominał pozycji na 30.06.2009	Nominał pozycji na 31.12.2008	Nominał pozycji na 31.12.2007	Nominał pozycji na 31.12.2006
Aktywa finansowe narażone na ryzyko stopy procentowej...	PLN	Stałe	59,1	243,6	578,5	511,6
		Zmienne	2.238,8	2.066,2	2.726,4	3.310,2
	Inne waluty	Stałe	472,3	365,7	0	0
		Zmienne	56,2	74,6	0	0
Zobowiązania finansowe narażone na ryzyko stopy procentowej.....	PLN	Stałe	1.473,6	1.682,8	2.188,8	2.588,5
		Zmienne	3.875,9	4.747,1	4.080,5	3.768,7
	Inne waluty	Stałe	17,6	22,4	25,9	1.153,5
		Zmienne	1.137,7	1.119,3	450,0	586,0
Ekspozycja netto.....	PLN	Stałe	**(1.414,5)**	**(1.439,2)**	**(1.610,4)**	**(2.076,9)**
		Zmienne	**(1.637,1)**	**(2.680,9)**	**(1.354,2)**	**(458,5)**
	Inne waluty	Stałe	**454,8**	**343,3**	**(25,9)**	**(1.153,5)**
		Zmienne	**(1.081,5)**	**(1.044,6)**	**(450,0)**	**(586,0)**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Oprocentowanie instrumentów finansowych o zmiennym oprocentowaniu jest aktualizowane w okresach krótszych niż jeden rok. Oprocentowanie instrumentów finansowych o stałym oprocentowaniu jest stałe przez cały okres aż do upływu terminu zapadalności tych instrumentów, z wyjątkiem obligacji wyemitowanych przez Autostradę Wielkopolską S.A., które zostały nabyte z dyskontem i do 30 listopada 2018 roku nie podlegają oprocentowaniu, zaś po 30 listopada 2018 roku oprocentowane są stopą zmienną.

Grupa jest narażona na ryzyko zmiany wartości godziwej instrumentów pochodnych typu SWAP, które wynika ze zmian stóp procentowych. Ze względu na niską wartość nominalną tego typu transakcji ryzyko z tego tytułu, na które Grupa może być narażona, jest nieistotne. Grupa identyfikuje ekspozycję na ryzyko stopy procentowej związane ze stopami referencyjnymi WIBOR, EURIBOR i LIBOR.

Obecnie prowadzone są prace nad grupowymi procedurami aktywnego zarządzania ryzykiem stopy procentowej, zakładające:

– ustalanie współczynnika zabezpieczenia ekspozycji w stosunku do całej ekspozycji na ryzyko stopy procentowej, biorąc pod uwagę oczekiwania Grupy w zakresie kształtowania się rynkowych stóp procentowych; oraz

– wspieranie realizacji założeń budżetowych Grupy, realizacji programów inwestycyjnych oraz strategii rozwoju Grupy poprzez ograniczanie ryzyka stopy procentowej.

Podejście do zarządzania ryzykiem stopy procentowej w Grupie PGE zakłada dokonywanie transferu ryzyka rynkowego generowanego przez spółki z Grupy do podmiotu dominującego, czyli PGE. Docelowo więc funkcja zarządzania ryzykiem stopy procentowej w Grupie PGE będzie realizowana przez PGE, która będzie posiadać upoważnienie do zawierania zabezpieczających transakcji pochodnych z podmiotami zewnętrznymi, w tym w szczególności z bankami oraz innymi instytucjami finansowymi.

7.3.2. Ryzyko walutowe

Ryzyko walutowe związane jest ze sprzedażą gotowych produktów i zakupem materiałów, które są wyrażone w walutach obcych.

Grupa PGE narażona jest głównie na ryzyko walutowe związane z kursem wymiany walut pomiędzy EUR/PLN, USD/PLN, CHF/PLN i SEK/PLN. Poniżej przedstawiono główne źródła ekspozycji na ryzyko walutowe:

– Wydatki inwestycyjne denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;

– Zadłużenie spółek należących do Grupy denominowane w walutach obcych;

– Transakcje sprzedaży energii elektrycznej w eksporcie denominowane w walutach obcych;

– Transakcje zakupu energii elektrycznej denominowane w walutach obcych oraz transakcje zakupu energii elektrycznej, dla których część ceny zakupu indeksowana jest do kursu walutowego;

– Opłaty denominowane/indeksowane do kursów walut obcych z tytułu zakupu mocy przesyłowych;

– Transakcje sprzedaży praw do emisji CO_2 denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;

– Transakcje zakupu praw do emisji CO_2 denominowane/indeksowane do kursów walut obcych;

– Wydatki związane z bieżącą eksploatacją środków produkcji denominowane/indeksowane do kursów walut obcych; oraz

– Aktywa finansowe o charakterze lokacyjnym denominowane w walutach obcych.

Tabela 81: Pozycje walutowe poszczególnych rodzajów zobowiązań na dzień 30 czerwca 2009 roku*

w mln PLN	**Łączna wartość bilansowa**	**Pozycja walutowa na dzień 30 czerwca 2009**							
		EUR		**USD**		**CHF**		**SEK**	
	w PLN	**W walucie**	**w PLN**	**w walucie**	**w PLN**	**w walucie**	**w PLN**	**w walucie**	**W PLN**
Zobowiązania finansowe									
Instrumenty pochodne.....	(45,9)	-	-	(14,5)	(45,9)	-	-	-	-
Oprocentowane kredyty i pożyczki.....	(5.130,9)	(95,8)	(423,0)	(126,8)	(402,4)	(96,9)	(284,0)	-	-
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne	(1.328,0)	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	(1.159,1)	(3,4)	(15,4)	(0,2)	(0,6)	-	-	(3,4)	(1,4)
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu.....	(2,2)	-	-	-	-	-	-	-	-

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Tabela 82: Pozycje walutowe poszczególnych rodzajów zobowiązań na dzień 31 grudnia 2008 roku*

w mln PLN	Łączna wartość bilansowa	Pozycja walutowa na dzień 31 grudnia 2008							
		EUR		USD		CHF		SEK	
	w PLN	w walucie	w PLN	w walucie	w PLN	w walucie	w PLN	w walucie	W PLN
Zobowiązania finansowe									
Instrumenty pochodne.....	(62,6)	-	-	(21,1)	(62,6)	-	-	-	-
Oprocentowane kredyty i pożyczki	(5.876,5)	(95,8)	(395,0)	(130,6)	(386,8)	(106,1)	(297,2)	-	-
Wyemitowane obligacje i papiery dłużne.....	(1.632,4)	-	-	-	-	-	-	-	-
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu.....	(1.653,3)	(5,3)	(21,9)	(0,2)	(0,5)	-	-	(7,2)	(2,8)
Zobowiązania z tytułu leasingu i umów dzierżawy z opcją zakupu	(2,7)	-	-	-	-	-	-	-	-

* Dane na podstawie sprawozdania finansowego za 2008 rok zbadanego przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Obecnie prowadzone są prace nad grupowymi procedurami aktywnego zarządzania ryzykiem walutowym, zakładające:

– ustalanie współczynnika zabezpieczenia ekspozycji w stosunku do całej ekspozycji na ryzyko walutowe, biorąc pod uwagę oczekiwania Grupy w zakresie kształtowania się kursów walut;

– wspieranie realizacji założeń budżetowych Grupy, realizacji programów inwestycyjnych oraz strategii rozwoju Grupy poprzez ograniczanie ryzyka walutowego.

Podejście do zarządzania ryzykiem walutowym w Grupie PGE zakłada dokonywanie transferu ryzyka generowanego przez spółki z Grupy do podmiotu dominującego, czyli PGE. Docelowo więc, podobnie jak w przypadku ryzyka stopy procentowej funkcja zarządzania ryzykiem walutowym w Grupie PGE będzie realizowana przez PGE, która będzie posiadać upoważnienie do zawierania zabezpieczających transakcji pochodnych z podmiotami zewnętrznymi, w tym w szczególności z bankami oraz innymi instytucjami finansowymi.

7.3.3. Ryzyko cenowe

Z racji prowadzonej działalności biznesowej jednostki wchodzące w skład Grupy PGE narażone są na zmienność przepływów pieniężnych oraz wyników finansowych w walucie krajowej między innymi z tytułu zmian cen energii elektrycznej, węgla, gazu ziemnego, praw do emisji CO_2 oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej.

Ekspozycja Grupy na wahania cen rynkowych surowców jest jednak ograniczona z uwagi na fakt, iż około 68% energii elektrycznej wytwarzanej było przez Grupę PGE w oparciu o własne zasoby węgla brunatnego.

Na polskim rynku energii zarządzanie ryzykiem cenowym jest utrudnione z uwagi na brak długoterminowych indeksów cenowych oraz brak rynku instrumentów finansowych niezbędnych dla dokonywania transakcji zabezpieczających, co jest szczególnie istotne w dłuższej perspektywie czasowej. Polski rynek kontraktów terminowych nie jest na tyle płynny i transparentny, aby w wystarczającym stopniu stanowił w pełni wiarygodne i bezsporne odniesienie dla cen energii elektrycznej na okresy przyszłe (porównaj opis w punkcie 6. powyżej).

7.3.4. Ryzyko kredytowe

Ryzyko kredytowe związane jest z potencjalnym zdarzeniem kredytowym, które może wystąpić w formie niewypłacalności kontrahenta, częściowej spłaty należności, znacznego opóźnienia w spłacie należności lub innych odstępstw od warunków kontraktu.

Na transakcje, które mogą pociągać za sobą ryzyko kredytowe, na które Grupa jest narażona, składają się inwestycje krótkoterminowe (lokaty, jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych oraz transakcje typu buy/sell-back), a także należności z tytułu dostaw i usług.

Ryzyko kredytowe związane z inwestycjami krótkoterminowymi jest ograniczane poprzez inwestycje w instrumenty finansowe, które w opinii Zarządu niosą za sobą niskie ryzyko.

Ryzyko kredytowe odnoszące się do należności jest ograniczane poprzez dywersyfikację portfela klientów.

Spółki Grupy PGE są narażone na ryzyko kredytowe powstające w następujących obszarach:

- Podstawowa działalność spółek – źródłem ryzyka są zawierane transakcje sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, transakcje zakupu i sprzedaży paliw kopalnianych itp.;
- Działalność inwestycyjna spółek – ryzyko kredytowe generowane jest przez transakcje wynikające z realizacji projektów inwestycyjnych, których powodzenie jest uzależnione od pozycji finansowej dostawców Grupy;
- Zawieranie transakcji pochodnych w ramach zarządzania ryzykiem rynkowym w Grupie – ryzyko kredytowe dotyczy braku realizacji zobowiązania przez instytucję finansową lub inny podmiot, z którym spółka Grupy PGE zawarła transakcję pochodną;
- Lokowania wolnych środków pieniężnych spółek – ryzyko kredytowe powstaje na skutek lokowania wolnych środków pieniężnych przez spółki Grupy PGE w papiery wartościowe obarczone ryzykiem kredytowym, tj. inne instrumenty finansowe niż emitowane przez Skarb Państwa.

W obrębie Grupy występują istotne koncentracje ryzyka kredytowego związane z długoterminową pożyczką udzieloną spółce Swe-Pol Link AB, które stanowi 93% salda udzielonych pożyczek na dzień 30 czerwca 2009 roku. O występowaniu ryzyka kredytowego można też mówić w przypadku pożyczki dla Autostrady Wielkopolskiej S.A. udzielonej w formie zakupu obligacji wyemitowanych przez tę spółkę (obligacje te wspomniane są w niniejszym Rozdziale, w części „Ryzyko stopy procentowej").

Występują także istotne koncentracje ryzyka kredytowego związanego z należnościami z tytułu dostaw i usług od głównych klientów. Na dzień 30 czerwca 2009 roku udział trzech najważniejszych klientów wynosił około 184,1 mln PLN (około 10% salda należności z tytułu dostaw i usług), podczas gdy 31 grudnia 2008 roku udział trzech najważniejszych klientów wynosił około 318,5 mln PLN (18% salda należności z tytułu dostaw i usług), natomiast na dzień 31 grudnia 2007 roku udział trzech najważniejszych klientów wynosił około 700 mln PLN (30%), a na dzień 31 grudnia 2006 roku wynosił on około 1.274 mln PLN (53%). Różnica w koncentracji ryzyka kredytowego pomiędzy datami bilansowymi wynika ze zmniejszenia poziomu należności od PSE Operator (porównaj opis w Rozdziale XIV Prospektu).

Maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe wynikająca z aktywów finansowych Spółki jest równa wartościom bilansowym tych pozycji. Łączna maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe wynikająca z aktywów Spółki wyniosła 5.761,5 mln PLN według stanu na 30 czerwca 2009 roku, 5.528,3 mln PLN na dzień 31 grudnia 2008 roku, 6.273,0 mln PLN na dzień 31 grudnia 2007 roku oraz 6.797,4 mln PLN na dzień 31 grudnia 2006 roku. Jak opisano szczegółowo w Nocie nr 44.5 skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF, maksymalna ekspozycja na ryzyko kredytowe wynikająca z udzielonych gwarancji i poręczeń wynosiła na dzień 30 czerwca 2009 roku 0,6 mln PLN, na dzień 31 grudnia 2008 roku 0,8 mln PLN, na dzień 31 grudnia 2007 roku 322,5 mln PLN oraz na dzień 31 grudnia 2006 roku 159,0 mln PLN.

Grupa zarządza ryzykiem kredytowym wobec klientów głównie poprzez stosowanie następujących mechanizmów: ocenę sytuacji finansowej klientów oraz nakładanie limitów kredytowych, wymaganie zabezpieczeń kredytowych od klientów ze słabszą kondycją finansową, zapisy umowy odnoszące się do ryzyka kredytowego oraz standaryzację zabezpieczeń kredytowych, system bieżącego monitoringu płatności oraz system wczesnej windykacji oraz współpracę z wywiadowniami gospodarczymi i firmami windykacyjnymi.

W 2008 roku cykl rotacji należności w Grupie wyniósł średnio 32 dni. W opinii Zarządu nie ma dodatkowego ryzyka kredytowego, które przekraczałoby poziom określony w odpisach aktualizujących należności. Odpisy aktualizujące należności z tytułu dostaw i usług utworzone są na podstawie indywidualnej analizy poszczególnych należności.

7.3.5. Struktura wiekowa należności i odpisy aktualizujące należności

Na dzień 31 grudnia 2008, 31 grudnia 2007 oraz 31 grudnia 2006 roku oraz na dzień 30 czerwca 2009 roku jedynie należności z tytułu dostaw i usług oraz udziały w jednostkach nienotowanych podlegały odpisom aktualizującym z tytułu utraty wartości.

Tabela 83: Zmiana stanu kont odpisów dla tych klas instrumentów finansowych*.

w mln PLN	Należności z tytułu dostaw i usług	Udzielone pożyczki	Udziały w jednostkach nienotowanych na rynkach aktywnych
31 grudnia 2006 roku			
Odpisy aktualizujące należności na dzień 1 stycznia	**331,2**	**-**	**130,3**
Wykorzystane odpisów	(34,8)		(8,8)
Odpis niewykorzystanych wartości (rozwiązanie odpisów)	(77,3)		(5,6)
Utworzenie odpisów	94,1		2,2
Odpisy aktualizujące należności na dzień 31 grudnia	**313,2**	**-**	**118,2**
Wartość przed uwzględnieniem odpisu	2.716,6	152,5	250,6
Wartość netto (wartość bilansowa)	2.403,5	152,5	132,4
31 grudnia 2007 roku			
Odpisy aktualizujące należności na dzień 1 stycznia	**313,2**		**118,2**
Wykorzystanie odpisów	(14,0)		(8,1)
Odpis niewykorzystanych wartości (rozwiązanie odpisów)	(81,0)		(1,6)
Utworzenie odpisów	53,0		32,1
Odpisy aktualizujące należności na dzień 31 grudnia	**271,1**		**140,5**
Wartość przed uwzględnieniem odpisu	2.606,3	139,3	278,7
Wartość netto (wartość bilansowa)	2.335,2	139,3	138,2
31 grudnia 2008 roku			
Odpisy aktualizujące należności na dzień 1 stycznia	**271,1**		**140,5**
Wykorzystanie odpisów	(29,1)		(0,3)
Odpis niewykorzystanych wartości (rozwiązanie odpisów)	(45,5)		(96,4)
Utworzenie odpisów	49,9		4,9
Odpisy aktualizujące należności na dzień 31 grudnia	**246.4**		**48,7**
Wartość przed uwzględnieniem odpisu	2.039,0	112,0	244,2
Wartość netto (wartość bilansowa)	1.792,6	112,0	195,5
30 czerwca 2009 roku			
Odpisy aktualizujące należności na dzień 1 stycznia	**(246,4)**	**(11,9)**	**(48,7)**
Wykorzystanie odpisów	9,6		
Odpis niewykorzystanych wartości (rozwiązanie odpisów)	42,9		2,1
Utworzenie odpisów	(44,7)	(0,4)	
Odpisy aktualizujące należności na dzień 30 czerwca	**(238,6)**	**(12,3)**	**(46,6)**
Wartość przed uwzględnieniem odpisu	2.062,2	188,1	237,0
Wartość netto (wartość bilansowa)	1.823,6	175,8	190,4

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

Większość odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości utworzonych przez Grupę w trakcie okresu bilansowego dotyczy należności handlowych Spółek Sprzedaży Detalicznej od klientów. Odpisy z tytułu utraty wartości dla Spółek Sprzedaży Detalicznej na dzień bilansowy 30 czerwca 2009 roku wyniosły 206,5 mln PLN, zaś na dzień 31 grudnia 2008 roku oraz 2007 roku wynosiły odpowiednio 205,0 mln PLN oraz 215,4 mln PLN.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2007 roku kluczowe pozycje udziałów w podmiotach nienotowanych, na które utworzono odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości, przedstawiają się następująco:

– Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości na udziały w AWSA Holland II BV, około 50,7 mln PLN;

– Odpis aktualizujący z tytułu utraty wartości na udziały w Telewizja Familijna S.A. w likwidacji, około 26,0 mln PLN.

Dalsze informacje dotyczące ustalania odpisów aktualizujących z tytułu utraty wartości zostały opisane w Nocie nr 12 skonsolidowanego sprawozdania finansowego sporządzonego według MSSF.

W obrębie Grupy nie występują żadne istotne pozycje należności poza należnościami z tytułu dostaw i usług, które byłyby przeterminowane, lecz nieobjęte odpisem aktualizującym z tytułu utraty wartości.

Tabela 84: Struktura wiekowa należności z tytułu dostaw i usług oraz innych należności uwzględniających odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz 31 grudnia 2008 i 2007 roku*.

w mln PLN

		Przeterminowane				
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe pożyczki i należności	**Nieprzeterminowane**	**< 30 dni**	**30-90 dni**	**90-180 dni**	**180-360 dni**	**>360 dni**
30 czerwca 2009 roku						
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego należności	1.810,4	194,6	94,7	32,8	40,1	323,6
Odpisy aktualizujące należności	(5,8)	(1,1)	(9,5)	(13,1)	(19,7)	(321,9)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego należności	**1.804,6**	**193,4**	**85,2**	**19,7**	**20,4**	**1,6**
31 grudnia 2008 roku						
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego należności	2.589,8	172,4	90,7	42,2	14,4	362,0
Odpisy aktualizujące należności	(32,4)	(0,9)	(2,3)	(4,9)	(11,4)	(359,6)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego należności	2.557,4	171,5	88,5	37,3	3,0	2,4
31 grudnia 2007 roku						
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego należności	2.513,7	174,7	44,2	48,1	9,2	416,8
Odpisy aktualizujące należności	(36,0)	(3,9)	(3,9)	(3,6)	(0,7)	(371,4)
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego należności	2.477,7	170,8	40,3	44,6	8,6	45,4

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

W 2008 roku Grupa zmieniła sposób prezentacji analizy wiekowej należności z tytułu dostaw i usług oraz innych należności uwzględniających odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości.

Tabela 85: Struktura wiekowa należności z tytułu dostaw i usług oraz innych należności uwzględniających odpisy aktualizujące z tytułu utraty wartości według stanu na dzień 31 grudnia 2007 i 2006 roku*

w mln PLN

		Przeterminowane				
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe pożyczki i należności	**Nieprzeterminowane**	**< 30 dni**	**30-60 dni**	**60-90 dni**	**90-120 dni**	**>120 dni**
31 grudnia 2007 roku						
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego należności	2.513,7	174,7	44,2	48,1	9,2	416,8
Odpisy aktualizujące należności	(36,0)	3,9	3,9	3,6	0,7	371,4
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego należności	**2.477,7**	**170,8**	**40,3**	**44,6**	**8,6**	**45,4**
31 grudnia 2006 roku						
Przed uwzględnieniem odpisu aktualizującego należności	2.484,8	195,5	90,0	94,7	7,9	601,2
Odpisy aktualizujące należności	5,7	65,3	31,8	30,5	1,0	532,4
Po uwzględnieniu odpisu aktualizującego należności	**2.479,0**	**130,2**	**58,2**	**64,3**	**6,9**	**68,8**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007 zbadanych przez biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

7.3.6. Ryzyko płynności

Jednostki wchodzące w skład Grupy PGE prowadzą aktywną politykę inwestowania środków pieniężnych. Oznacza to, że jednostki monitorują stan nadwyżki finansowej oraz dokonują prognoz przyszłych przepływów pieniężnych i na tej podstawie realizują strategię inwestycyjną.

Spółki Grupy PGE są indywidualnie odpowiedzialne za utrzymanie płynności bieżącej, która regulowana jest głównie przy pomocy kredytów w rachunku bieżącym. W Grupie wprowadzono proces centralnego finansowania. PGE emituje obligacje, które obejmowane są m.in. przez podmioty posiadające nadwyżki finansowe. Środki z emisji służą następnie do objęcia obligacji emitowanych przez te spółki z Grupy PGE, które zgłaszają zapotrzebowanie na finansowanie zewnętrzne (porównaj opis w punkcie 6. w Rozdziale VII Prospektu).

PGE okresowo monitoruje swoją płynność, stosując model do okresowego planowania płynności. Model uwzględnia terminy wymagalności zarówno inwestycji, jak i aktywów finansowych (tj. konta należności, pozostałych aktywów finansowych) oraz prognozowane przepływy pieniężne z działalności operacyjnej.

Spółki Grupy PGE narażone są na ryzyko płynności w następujących obszarach:

– Podstawowa działalność spółek – ryzyko płynności powstaje na skutek niedopasowania struktury terminów operacyjnych przepływów pieniężnych, dat realizacji aktywów i zobowiązań;

– Zarządzanie ryzykiem rynkowym w Grupie – ryzyko płynności powstaje na skutek pojawienia się konieczności rozliczenia zabezpieczających transakcji pochodnych, których wartość z punktu widzenia Grupy jest ujemna, lub zagwarantowania drugiej stronie transakcji

depozytu zabezpieczającego (zabezpieczenie gotówkowe), w przypadku ujemnej wyceny transakcji pochodnych w okresie trwania transakcji zabezpieczającej danej spółki; oraz

– Lokowanie wolnych środków pieniężnych spółek – ryzyko płynności powstaje na skutek pojawienia się konieczności upłynnienia posiadanych aktywów finansowych, dla których rynek cechuje się niskim wolumenem obrotu i/lub relatywnie dużą rozpiętością cen zakupu i cen sprzedaży.

Zobowiązania z tytułu dostaw i usług są nieoprocentowane i zazwyczaj rozliczane w terminach 14-dniowych.

Tabela 86: Wymagalność zobowiązań finansowych Grupy na dzień 30 czerwca 2009 roku, 31 grudnia 2008, 2007, 2006 roku według daty wymagalności na podstawie umownych płatności niezdyskontowanych*

w mln PLN

30 czerwca 2009 roku	**Poniżej 3 miesięcy**	**Od 3 do 12 miesięcy**	**Od 1 roku do 5 lat**	**Powyżej 5 lat**	**Razem**
Wyemitowane obligacje	85,3	348,9	895,6	0,0	1.329,8
Oprocentowane kredyty i pożyczki	238,7	748,7	3.176,1	1.867,4	6.031,0
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	1.159,1	0,0	0,0	-	1.159,1
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	0,3	1,0	1,2	0,0	2,5
Instrumenty pochodne	1,5	16,0	50,3	20,7	88,5
Razem	**1.484,9**	**1.114,6**	**4.123,2**	**1.888,1**	**8.610,8**
31 grudnia 2008 roku	**Poniżej 3 miesięcy**	**Od 3 do 12 miesięcy**	**Od 1 roku do 5 lat**	**Powyżej 5 lat**	**Razem**
Wyemitowane obligacje	23,4	1.626,6	-	-	1.650,0
Oprocentowane kredyty i pożyczki	860,0	911,5	3.426,5	2.137,3	7.335,3
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	1.653,3	-	-	-	1.653,3
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	0,3	0,8	1,6	-	2,7
Instrumenty pochodne	1,3	13,0	43,4	20,1	77,8
Razem	**2.538,3**	**2.551,9**	**3.471,5**	**2.157,4**	**10.719,1**
31 grudnia 2007 roku	**Poniżej 3 miesięcy**	**Od 3 do 12 miesięcy**	**Od 1 roku do 5 lat**	**Powyżej 5 lat**	**Razem**
Wyemitowane obligacje	24,7	275,0	1.575,6	-	1.875,3
Oprocentowane kredyty i pożyczki	483,1	823,6	3.593,4	1.344,1	6.244,2
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	2.054,4	-	3,8	-	2.058,2
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	5,0	14,9	3,0	-	22,8
Instrumenty pochodne	0,2	2,4	8,8	5,4	16,9
Razem	**2.567,3**	**1.115,9**	**5.184,6**	**1.349,5**	**10.217,4**
31 grudnia 2006 roku	**Poniżej 3 miesięcy**	**Od 3 do 12 miesięcy**	**Od 1 roku do 5 lat**	**Powyżej 5 lat**	**Razem**
Wyemitowane obligacje	111,7	88,1	1.468,6	-	1.668,4
Oprocentowane kredyty i pożyczki	456,0	1.170,2	4.707,4	1.627,0	7.960,6
Zobowiązania z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe zobowiązania finansowe wyceniane według zamortyzowanego kosztu	1.967,2	-	1,5	-	1.968,7
Zobowiązania z tytułu leasingu finansowego i umów dzierżawy z opcją zakupu	7,0	21,1	21,5	-	49,6
Instrumenty pochodne	14,8	0,6	97,9	2,1	115,4
Razem	**2.556,7**	**1.280,0**	**6.296,9**	**1.629,1**	**11.762,7**

* Dane na podstawie sprawozdań finansowych za lata 2006, 2007, 2008 zbadanych przez biegłego rewidenta oraz sprawozdania finansowego za okres 6 miesięcy zakończony dnia 30 czerwca 2009 roku po przeglądzie biegłego rewidenta

Źródło: Emitent

8. Istotne zdarzenia następujące po dniu bilansowym

Zarząd Emitenta oświadcza, iż od daty sporządzenia ostatniego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku nie wystąpiły znaczące zmiany w sytuacji finansowej i pozycji handlowej Grupy PGE. Nie wystąpiły również istotne zmiany w poziomie cen sprzedawanych produktów, poziomie zapasów, trendach produkcji, sprzedaży oraz w strukturze ponoszonych kosztów.

XII. OTOCZENIE RYNKOWE

1. Otoczenie konkurencyjne Emitenta w Polsce i Europie

1.1. Wprowadzenie

Sektor elektroenergetyczny można podzielić na cztery obszary obejmujące: (i) wytwarzanie, (ii) przesyłanie, (iii) dystrybucję oraz (iv) obrót (handel hurtowy i sprzedaż detaliczną energii elektrycznej).

W Europie działają liczne przedsiębiorstwa energetyczne pionowo zintegrowane, które prowadzą działalność zarówno we wskazanych wyżej obszarach, jak również w obszarze wydobycia paliw.

W 2007 roku przeprowadzono proces konsolidacji kontrolowanych przez Skarb Państwa spółek sektora energetycznego w ramach czterech pionowo zintegrowanych grup, tj.:

– Grupy PGE, w której skład weszła, poza Emitentem jako podmiotem, wokół którego przeprowadzana była integracja, grupa kapitałowa PGE Energia, grupa kapitałowa PGE GiE (poprzednio BOT GiE), PGE Energia Odnawialna oraz PGE Electra (porównaj opis w punktach 1.-5. w Rozdziale VII Prospektu);

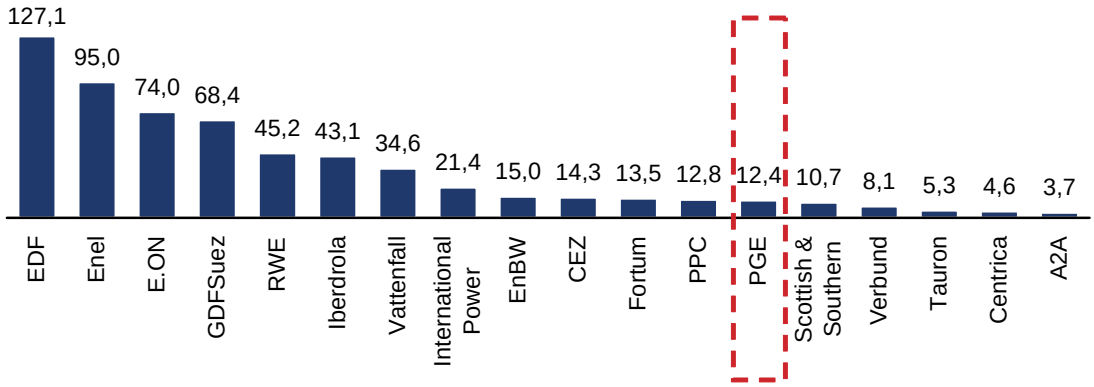
– Grupy Enea, w której skład weszło m.in. jedno uprzednio skonsolidowane przedsiębiorstwo dystrybucji i sprzedaży detalicznej (Enea) oraz Elektrownia „Kozienice" S.A.;

– Grupy Tauron, w której skład weszły m.in. dwa przedsiębiorstwa dystrybucji i sprzedaży detalicznej (EnergiaPro S.A., ENION S.A.), Południowy Koncern Energetyczny S.A. oraz Elektrownia „Stalowa Wola" S.A.;

– Grupy Energa, w której skład weszło m.in. jedno uprzednio skonsolidowane przedsiębiorstwo dystrybucji i sprzedaży detalicznej (Energa) oraz Zespół Elektrowni Ostrołęka S.A.

Grupa PGE jest największym wytwórcą energii w Polsce pod względem mocy zainstalowanych. Poniższy schemat przedstawia informację na temat Grupy PGE na tle największych producentów energii w Europie (pod względem mocy zainstalowanych).

Wykres 1: Najwięksi producenci energii w Europie (moc zainstalowana w GW)



Źródło: Zgodnie z danymi zawartymi na stronach internetowych spółek, na podstawie ich raportów rocznych za rok 2008 oraz prezentacji dla inwestorów

Podobnie jak inne duże przedsiębiorstwa energetyczne w krajach europejskich, PGE jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem prowadzącym działalność w zakresie wydobycia paliw, wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej oraz ciepła.

Tabela 1. poniżej przedstawia rodzaje działalności prowadzone przez główne europejskie i polskie firmy energetyczne.

Tabela 1: Rodzaje działalności prowadzone przez główne europejskie i polskie firmy energetyczne

	Wydobycie*	Wytwarzanie**	Dystrybucja**	Przesyłanie**	Obrót hurtowy**	Sprzedaż detaliczna**
EDF		✓	✓	✓	✓	✓
Enel		✓	✓		✓	✓
E.ON	✓	✓	✓	✓	✓	✓
GDF Suez		✓	✓		✓	✓
RWE	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Iberdrola		✓	✓		✓	✓
Vattenfall	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Intern.Power	✓	✓			✓	✓
EnBW		✓	✓	✓	✓	✓
CEZ	✓	✓	✓		✓	✓
Fortum		✓	✓		✓	✓
PPC	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PGE	✓	✓	✓		✓	✓
Scottish & Southern		✓	✓		✓	✓
Verbund		✓	✓	✓	✓	✓
Tauron	✓	✓	✓		✓	✓
Centrica		✓			✓	✓
A2A		✓	✓	✓	✓	✓
Enea		✓	✓		✓	✓
Energa		✓	✓		✓	✓

* Wydobycie węgla brunatnego lub kamiennego

** Dotyczy energii elektrycznej lub ciepła

Źródło: Zgodnie z danymi zawartymi na stronach internetowych wyżej wymienionych spółek oraz na podstawie ich ostatnich raportów rocznych

Grupa PGE na rynku krajowym konkuruje głównie z Tauronem, Eneą i Energą – pozostałymi pionowo skonsolidowanymi grupami przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanymi przez Skarb Państwa, jak również z międzynarodowymi koncernami, które prowadzą działalność w Polsce.

1.2. Główne podmioty na rynku elektroenergetycznym w Polsce

Przed rokiem 1990 sektor energetyczny zorganizowany był wokół pięciu pionowo zintegrowanych regionalnych zakładów energetycznych. W 1990 roku zakłady te zostały podzielone na 32 wytwórców, 33 zakłady dystrybucji energii i cztery kopalnie węgla brunatnego, wszystkie o statusie przedsiębiorstw państwowych. Również w 1990 roku zawiązany został Emitent w formie spółki akcyjnej należącej w całości do Skarbu Państwa, której głównym ówczesnym przedmiotem działalności było przesyłanie energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa wytwórcze i dystrybucyjne przekształcone zostały w spółki prawa handlowego w ramach procesu komercjalizacji, odpowiednio w latach 1993 i 1994.

Równolegle trwała częściowa prywatyzacja sektora energetycznego, w ramach której inwestorzy nabywali od Skarbu Państwa akcje m.in. następujących spółek (w nawiasach podano podmioty, które obecnie bezpośrednio lub pośrednio posiadają znaczną część akcji w sprywatyzowanych przedsiębiorstwach): Elektrociepłownia Będzin S.A. (RWE Plus AG), Elektrociepłownia Białystok S.A. (E.ON AG), Elektrociepłownia Kraków S.A. (grupa EDF), Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrociepłownie Warszawskie S.A. (Vattenfall AB), Elektrociepłownie Wybrzeże S.A. (grupa EDF), Elektrownia Połaniec S.A. (grupa GDF Suez), Elektrownia Rybnik S.A. (grupa EDF oraz EnBW AG), Elektrownia Skawina S.A. (CEZ a.s.), Zespół Elektrociepłowni Poznańskich S.A. (Dalkia Polska S.A.), Zespół Elektrociepłowni w Łodzi S.A. (Dalkia Polska S.A.) oraz Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. (Elektrim S.A.). Sprywatyzowane zostały również dwie spółki dystrybucyjne – Stoen S.A. (RWE Plus AG) obsługujący mieszkańców Warszawy oraz GZE S.A. (Vattenfall AB) na terenie aglomeracji górnośląskiej.

Mimo przeprowadzenia tych transakcji zdecydowana większość podmiotów działających w sektorze energetycznym pozostaje nadal w rękach Skarbu Państwa. W ostatnich kilku latach przeprowadzono daleko idącą konsolidację państwowych spółek z sektora elektroenergetycznego, celem zapewnienia im odpowiedniego potencjału finansowego i rynkowego, niezbędnego dla dalszego rozwoju sektora w Polsce. W konsekwencji w wyniku realizacji decyzji polityczno-gospodarczych Rady Ministrów takich jak Program dla elektroenergetyki, doszło do utworzenia czterech pionowo zintegrowanych grup przedsiębiorstw energetycznych skupiających spółki kontrolowane przez Skarb Państwa.

Od maja 2007 roku na rynku energii elektrycznej działa jedna państwowa spółka przesyłowa (PSE Operator), cztery pionowo zintegrowane grupy energetyczne – Grupa PGE, Tauron, Enea i Energa – oraz kilka europejskich i regionalnych przedsiębiorstw posiadających udziały w poszczególnych aktywach wytwórczych i dystrybucyjnych na terenie Polski. Grupa PGE jest zdecydowanie największym uczestnikiem rynku energetycznego, posiadając w 2008 roku 39-procentowy udział w krajowym rynku wytwarzania energii brutto (42-procentowy udział w krajowym rynku produkcji energii netto) i 26-procentowy udział w rynku dystrybucji energii. Pozostali uczestnicy rynku krajowego to między innymi spółki wchodzące w skład koncernów Tauron, Enea i Energa oraz RWE, Vattenfall, CEZ, EdF, GDF Suez, Dalkia, Fortum oraz SNET (E.ON).

W dniu 17 listopada 2008 roku na GPW jako pierwsza z polskich grup energetycznych zadebiutowała Enea S.A. W wyniku przeprowadzonej oferty publicznej Enea S.A. pozyskała 1,9 mld PLN, które zamierza przeznaczyć m.in. na modernizację istniejących i budowę nowych aktywów wytwórczych oraz na inwestycje w odnawialne źródła energii. Oferowane akcje stanowiły 23,52% kapitału zakładowego spółki (po podwyższeniu). Głównym inwestorem, który objął 18,7% akcji Enea S.A. (po podwyższeniu kapitału zakładowego) został szwedzki koncern energetyczny Vattenfall AB. W dniu 27 lipca 2009 roku Ministerstwo Skarbu Państwa opublikowało zaproszenie do negocjacji w sprawie nabycia od Skarbu Państwa akcji Enea S.A. stanowiących 67,05% kapitału zakładowego spółki, a w dniu 17 sierpnia 2009 roku poinformowało o dopuszczeniu do kolejnego etapu prywatyzacji Enea S.A. przedsiębiorstwa RWE (Niemcy) jako jedynego podmiotu z branży energetycznej, który złożył ofertę na nabycie akcji Enea S.A. od Skarbu Państwa.

Tabela 2: Główne koncerny na rynku elektroenergetycznym w Polsce

	Moc zainstalowana (w GWe)	Produkcja energii elektrycznej netto (w TWh)	Sprzedaż energii do odbiorców końcowych (TWh)	Liczba odbiorców energii elektrycznej (w mln)
PGE[1]	12,4	56,0	30,5	5,0
Tauron	5,3[2]	19,1[2]	37,7[2]	4,0[3]
ENEA	2,8[2]	10,9[2]	18,7[2]	2,3[4]
ENERGA	1,3[5]	4,2[6]	18,1[2]	2,8[6]
Vattenfall Poland	1,0[7]	4,0[8]	10,0[7]	1,1[8]
RWE Polska	0,0	0,0	6,7[9]	0,9[9]
ZE PAK[10]	2,5	11,2	11,5	bd
Grupa CEZ[11]	0,7	2,8	bd	bd
Grupa EDF	3,2[12]	15,0[13]	bd	bd
Grupa GDF Suez[14]	1,7	5,7	6,5	bd

Źródło: [1] Emitent, dane za 2008 r.; [2] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2008 rok; [3] Tauron, Wieści z holdingu, 11.2008; [4] Enea, raport roczny 2008; [5] Energa, Introduction to power market in Poland Saudi Arabia – Kuwait – Qatar, 11.2008; [6] Energa, strona internetowa; [7] Vattenfall, Introduction Pack, dane za 2007 r.; [8] Vattenfall, strona internetowa, produkcja na podstawie całkowitej wielkości produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2008 r. za: ARE, Sytuacja w elektroenergetyce, 4 kwartał 2008 (Tablica 3); [9] RWE, Raport RWE w Polsce; [10] ZE PAK, strona internetowa, sprzedaż energii za 2007 r.;[11] CEZ, raport roczny 2008; [12] EDF, raport roczny 2008; [13] EDF, raport roczny 2005; [14] GDF Suez, raport roczny 2008.

1.3. Połączenia transgraniczne i możliwości eksportu/importu energii elektrycznej

W przeszłości kontraktowe przepływy energii elektrycznej między systemami różnych krajów opierały się głównie na umowach długoterminowych i dzięki temu miały stabilny charakter. Pomimo zarejestrowanego w ostatnich latach zwiększenia międzynarodowej wymiany energii elektrycznej, jedynie około 10% energii zużywanej w Unii Europejskiej przekracza granice państwowe ze względu na występujące na granicach ograniczenia techniczne, stosowane metody alokacji dostępnych mocy przesyłowych i limity wprowadzane przez operatorów poszczególnych systemów przesyłowych.

Istniejąca ograniczona zdolność przesyłowa między systemami poszczególnych państw jest głównym czynnikiem utrudniającym integrację i tworzenie jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej. Oprócz inwestycji realizowanych w poszczególnych państwach przez operatorów sieci, do procesu włączają się firmy komercyjne (po uzyskaniu zgody Komisji Europejskiej na uzyskanie statusu tzw. merchant, co umożliwia wyłączenie linii przesyłowych z systemu stosowania TPA) oraz Unia Europejska finansująca przedsięwzięcia priorytetowe i ważne dla regionów. Przedsięwzięcie to obejmuje budowę linii elektroenergetycznych, określaną jako Projekt Sieci Transeuropejskiej (*Trans-european Networks*, TEN), realizowaną w oparciu o postanowienia Decyzji Nr 1364/2006/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 6 września 2006 roku, która miała na celu rozwiązanie tego problemu.

W Europie funkcjonuje kilka wydzielonych, międzynarodowych systemów przesyłowych: UCTE (państwa UE), Nordel (państwa skandynawskie) oraz UPS/IPS (Rosja i Europa Wschodnia). Ponadto istnieją także niezależne, często izolowane od pozostałych, systemy krajowe, w szczególności są to systemy wyspowe Wielkiej Brytanii (istnieją połączenia kablowe z kontynentem), Irlandii i Islandii. Ze względu na położenie na granicy trzech systemów elektroenergetycznych Polska ma możliwość współpracy zarówno z krajami należącymi do systemu Europy Zachodniej i Południowej (UCTE), wschodnioeuropejskiego (UPS/IPS) oraz północnego (Nordel).

Połączenia między poszczególnymi systemami mogą mieć charakter synchroniczny lub asynchroniczny. Połączenia synchroniczne (praca z identyczną częstotliwością i przy stałym kącie przesunięcia fazowego) umożliwiają swobodny przepływ energii między połączonymi systemami. W przypadku połączeń asynchronicznych niezbędne jest korzystanie z tzw. sprzęgieł asynchronicznych lub wstawek prądu stałego w celu połączenia systemów. Możliwa jest również praca wydzielonych generatorów w połączeniu z systemem kraju sąsiedniego (tzw. wyspa wytwórcza) lub przyłączenie wydzielonych fragmentów sieci sąsiada (tzw. wyspa odbiorcza).

Polski system elektroenergetyczny na poziomie napięć przesyłowych (220 kV i więcej) jest połączony synchronicznie z systemami Niemiec, Czech i Słowacji, a asynchronicznie ze Szwecją (poprzez podmorski kabel prądu stałego) oraz Ukrainą i Białorusią. Z Ukrainą polski system połączony jest pracującą w układzie promieniowym linią Dobrotwór-Zamość oraz linią Rzeszów-Chmielnicka, która jest wyłączona od 1993 roku. Aby wykorzystać istniejące połączenia oraz dostęp do zasobów energetycznych krajów ościennych, OSP będzie musiał przeprowadzić modernizację transgranicznych sieci istniejących i ich rozbudowę w pobliżu granic międzypaństwowych, a także zainstalować wstawki prądu stałego na granicach asynchronicznych na wschodzie kraju.

Tabela 3: Istniejące polskie połączenia transgraniczne najwyższych napięć

Lp.	Kraj sąsiedni	Punkt przyłączenia na obszarze Polski	Punkt przyłączenia poza Polską	Napięcie robocze (kV)	Rodzaj linii	Zdolność przesyłowa dla < 10⁰C (MVA)
1	**Niemcy**	Krajnik	Vierraden	220 (możliwe 400)	po stronie polskiej linia 1-torowa	914
		Mikułowa	Hagenwerder	400	po stronie polskiej linia 1-torowa	2772
2	**Czechy**	Dobrzeń	Albrechtice	400	jednotorowa na konstrukcji 2-torowej	1205
		Wielopole	Nosovice	400	jednotorowa na konstrukcji 2-torowej	1205
		Kopanina	Liskovec	220	1-torowa na konstrukcji 2-torowej	412
		Bujaków	Liskovec	220	1-torowa na konstrukcji 2-torowej	412
3	**Słowacja**	Krosno	Lemesany	400	2-torowa	1662
4	**Łączna zdolność przesyłowa na polskich połączeniach synchronicznych – łącznie Niemcy, Czechy, Słowacja dla każdego z kryteriów, wg publikacji PSE Operator**				termiczna	8582 MW
					zasada (n-1)	~ 4000 MW
					dopuszczalna w 2009 r. decyzją Operatora	eksport – do 1600 MW
						import – do 900 MW
5	**Ukraina**	Zamość	Dobrotwór	220	jednotorowa	415
		Rzeszów	Chmielnicka	750	jednotorowa	1949 (1)
6	**Białoruś**	Białystok	Ross	220	jednotorowa	latem – 158 zimą – 290(2)
7	**Szwecja**	Słupsk	Stårno	±450	kabel – prąd stały	600 MW

(1) Dane historyczne – linia 750 kV została wyłączona w 1993 roku; obciążalność ograniczona automatyką na stacjach Rzeszów i Chmielnicka

(2) Dane historyczne dla importu energii do tzw. Wyspy Białostockiej – linia 220 kV została wyłączona w 2004 roku

Podana w powyższej tabeli łączna wartość zdolności przesyłowych polskiego systemu elektroenergetycznego na połączeniu synchronicznym z Niemcami, Czechami i Słowacją odnosi się do wielkości wynikającej z termicznej obciążalności zastosowanych przewodów. W praktyce operatorskiej podawana jest wielkość dopuszczalna ustalona zgodnie z tzw. regułą (n -1), czyli dla warunków, w których PSE Opera-tor gwarantuje przesył, gdy jeden element systemu przesyłu został awaryjnie wyłączony. Obecnie transgraniczna moc przesyłu wynosi około 4.000 MW.

Łączna dopuszczalna komercyjnie zdolność przesyłowa linii na przekroju synchronicznym jest określana przez PSE Operator w formie prognoz zdolności wymiany międzysystemowej (osobno dla eksportu oraz importu energii) dla trzech granic łącznie Polska z Niemcami, Czechami i Słowacją, dla różnych horyzontów czasowych. Prognozy zdolności wymiany międzysystemowej wyznaczane są przy zachowaniu standardów bezpieczeństwa, poszanowaniu zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy systemu przesyłowego, na podstawie planu rocznego wyłączeń elementów sieci przesyłowych i urządzeń wytwórczych. W praktyce PSE Operator we współpracy z operatorami krajów sąsiednich, w ramach systemu aukcji (skoordynowanych co do metodologii alokacji, regulaminów i terminów) oferuje zainteresowanym firmom handlowym zdolności przesyłowe w przetargach typu „explicite", w ilościach mocy i horyzontach czasowych zależnych od możliwości przesyłowych i wymaganego poziomu rezerw w systemie elektroenergetycznym, określonych przez każdego z operatorów wg własnych kryteriów oceny dla transakcji rocznych, miesięcznych i dziennych.

Dodatkowo, na poszczególnych granicach występują połączenia o napięciu dystrybucyjnym (110 kV i mniejsze), które są wykorzystywane lokalnie przez operatorów sieci dystrybucyjnych pod nadzorem technicznym operatorów systemowych.

W chwili obecnej transgraniczna wymiana energii elektrycznej jest dokonywana z Niemcami, Czechami i Słowacją, Ukrainą (przy wykorzystaniu linii Zamość-Dobrotwór), Białorusią (przy wykorzystaniu linii 110 kV Wólka Dobryńska-Brześć) oraz ze Szwecją z wykorzystaniem podmorskiego kabla prądu stałego.

Saldo handlowej wymiany energii elektrycznej z sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi oraz rzeczywiste przepływy techniczne energii zarejestrowane na granicach zostały przedstawione w poniższej tabeli. Dane zaprezentowane w tabeli poniżej obejmują międzysystemową wymianę energii połączeniami przesyłowymi oraz liniami 110 kV: Wólka Dobryńska-Brześć (z Białorusią), Mnisztwo-Tryniec (ze Słowacją), Boguszów-Porici (z Czechami), Kudowa-Nachod (z Czechami), Pogwizdów-Darkov (z Czechami). Należy podkreślić fakt, że przepływy techniczne w istotny sposób ograniczają komercyjne korzystanie z połączeń.

Tabela 4: Wymiana międzysystemowa energii elektrycznej (w GWh)

Specyfikacja	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Grafikowane przepływy handlowe (bilans handlowy)						
Saldo przepływów handlowych *	10.536	8.694	10.856	10.685	3.891	77
Eksport handlowy *	12.230	11.245	13.100	12.052	7.224	2.580
Import handlowy *	1.694	2.551	2.244	1.367	3.333	2.657
Techniczne przepływy rzeczywiste (fizyczne)						
Wypłynęło z Polski, w tym do:	**15.144**	**14.603**	**16.185**	**15.777**	**13.107**	**7.936**
Czech	9.488	9.154	11.165	10.181	9.230	5.750
Niemiec	285	450	1.046	722	48	95
Słowacji	2.729	2.624	2.792	3.374	3.599	2.014
Szwecji	2.642	2.375	1.182	1.500	230	77
Wpłynęło do Polski, w tym z:	**4.980**	**5.532**	**5.005**	**4.771**	**7.752**	**7.612**
Białorusi	1.224	1.000	875	1.043	0	377
Czech	57	80	63	42	20	25
Niemiec	2.761	3.158	2.266	2.548	4.891	4.553
Słowacji	0	8	0	4	0	31
Szwecji	7	213	817	264	2.209	1.920
Ukrainy	931	853	984	870	632	706

*PGE Electra

Źródło: UCTE

Od kilku lat PSE Operator prowadzi wraz z operatorami z krajów sąsiadujących skoordynowane aukcje, na których przydzielane są moce przesyłowe m.in. na połączeniach transgranicznych na granicach z Niemcami, Czechami i Słowacją. Oferowane w ostatnich latach moce przesyłowe są coraz mniejsze, a od stycznia 2007 roku PSE Operator nie oferuje możliwości zakupu mocy na okresy roczne, natomiast od marca do grudnia 2008 roku także na okresy miesięczne, powołując się na brak pewności co do stanu sieci i rezerw systemowych mocy produkcyjnych w dłuższej perspektywie.

Zgodnie z rządowym Projektem Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2009 roku), w zakresie wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej oraz ciepła, jednym z celów polityki jest rozwój połączeń transgranicznych, który będzie skoordynowany z rozbudową krajowego systemu przesyłowego oraz z rozbudową systemów przesyłowych sąsiadujących państw. Planowany rozwój ma pozwolić na wymianę co najmniej 15% wolumenu krajowego zużycia energii elektrycznej do 2015 roku, wzrastając do 20% do 2020 roku oraz do 25% w ciągu kolejnych 10 lat.

2. Surowce

2.1. Wprowadzenie

Polska posiada znaczne zasoby węgla kamiennego i brunatnego, a także pewne zasoby gazu ziemnego oraz znikome zasoby ropy naftowej. Względna dostępność tych paliw stanowi decydujący czynnik dla obecnego kształtu i kierunków rozwoju sektora energetycznego w Polsce.

Węgiel kamienny i brunatny jest podstawowym paliwem wykorzystywanym do wytwarzania energii w Polsce. Pochodzi z niego ponad 90% wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce, podczas gdy według World Energy Council, na świecie średni odsetek wynosi 40%. Węgiel jest jednym z najobficiej występujących na świecie paliw kopalnych wydobywanych w celach komercyjnych w ponad 50 krajach, a jego zasoby są dostępne w ponad 70 krajach na całym świecie.

Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku zakłada, że w Polsce w perspektywie kilku najbliższych lat nie będzie znaczących zmian rodzajów ani proporcji wykorzystania surowców do produkcji energii elektrycznej. Na strukturę popytu tych surowców będą jednak miały wpływ wymogi w zakresie ochrony środowiska, w tym konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Tabela 5: Wydobycie głównych paliw kopalnych w Polsce

Polska	1990	2005	2006	2007	2008
Węgiel kamienny (mln t)	148,0	97,9	95,2	88,2	84,3
Węgiel brunatny (mln t)	67,6	61,6	60,8	57,5	59,6
Gaz ziemny (mln m^3)	3.867	5.742	5.650	5.711	5.353

Źródło: GUS, Rocznik statystyczny 1996; GUS, Rocznik statystyczny przemysłu 2007; ARE, Bilans energii pierwotnej 2007; ARE, Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii IV kwartał 2008; GUS, Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju, 2008

2.2. Węgiel brunatny

Węgiel brunatny jest w szerokim stopniu wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej. Jest on surowcem tańszym (w przeliczeniu na jednostkę energii) od węgla kamiennego. Spośród wykorzystywanych metod wydobycia, najtańszą i najbardziej rozpowszechnioną jest metoda odkrywkowa. Elektrownie opalane węglem brunatnym są lokalizowane w pobliżu kopalń, co ogranicza koszty transportu.

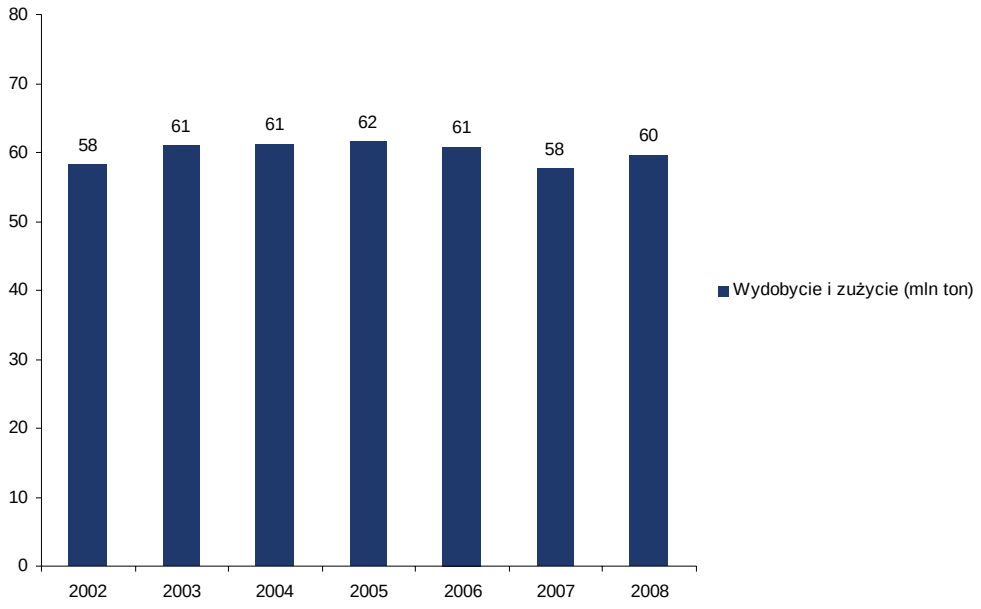
Według ocen Państwowego Instytutu Geologicznego (Konferencja Bezpieczeństwo Energetyczne Kraju, czerwiec 2006) zasoby węgla brunatnego w świecie szacuje się na 512 mld ton. Do największych producentów węgla brunatnego na świecie zalicza się Niemcy, Rosję, Stany Zjednoczone Ameryki, Grecję, Turcję, Australię, Polskę, Czechy i Chiny. W Polsce zasoby węgla brunatnego w złożach udokumentowanych szacuje się na około 14 mld ton.

W Polsce wydobycie węgla brunatnego na skalę przemysłową rozpoczęto w latach czterdziestych XX wieku. Największe eksploatowane złoże węgla brunatnego w Polsce znajduje się w województwie łódzkim w okolicach Bełchatowa. W 2008 roku pochodziło z niego około 55% krajowego wydobycia węgla brunatnego. Pozostałą część krajowego zapotrzebowania pokrywa wydobycie ze złoża Turów koło Bogatyni i ze złóż rejonu konińskiego: Pątnów i Adamów. Kopalnie KWB Bełchatów i KWB Turów należą do Grupy PGE.

Eksploatacja węgla brunatnego w Polsce prowadzona jest głównie metodą odkrywkową. Pięć dużych elektrowni jest zaopatrywanych przez 4 kopalnie odkrywkowe. Jak wynika z raportu Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej pt. „Energetyka Świata i Polski – Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 roku" (Warszawa, maj 2007), wydobycie węgla brunatnego w Polsce w 2008 roku wyniosło łącznie około 60 mln ton i było porównywalne z poziomem wydobycia w poprzednich latach (np. 2007 – 57,5 mln ton, 2006 – 60,8 mln ton).

Zgodnie z danymi Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG) (listopad 2008 roku), w Polsce zidentyfikowano również inne znaczące złoża węgla brunatnego (m.in. woj. łódzkie – Złoczew – zasoby udokumentowane 0,5 mld ton, Rogóźno – zasoby udokumentowane 0,55 mld ton, woj. lubuskie – okolice Gubin-Mosty – zasoby udokumentowane 2,2 mld ton, woj. dolnośląskie – Legnica-Ścinawa – zasoby udokumentowane 3,5 mld ton). Złoża te stanowią perspektywiczną bazę surowcową dla polskiej energetyki, jednak rozpoczęcie wydobycia z tych złóż wymagać będzie przeprowadzenia szeregu prac przygotowawczych, m.in. przeprowadzenia prac studyjnych i uzyskania koncesji. Z racji znacznych odległości zidentyfikowanych złóż węgla brunatnego od istniejących elektrowni, uruchomienie nowych kopalni odkrywkowych w tych rejonach wiązać się będzie z koniecznością wybudowania w ich pobliżu nowych elektrowni. W przypadku złoża Złoczew, z uwagi na odległość nieprzekraczającą 50 km od Elektrowni Bełchatów, transport surowca z tego złoża do istniejącej Elektrowni Bełchatów mógłby być uzasadniony ekonomicznie, co pozwoliłoby na wydłużenie czasu funkcjonowania kompleksu energetycznego w Bełchatowie poza 2037 rok (przewidywana data zakończenia eksploatacji Pola Szczerców). Zgodnie z komunikatami prasowymi o możliwość eksploatacji złoża Złoczew zabiega również Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin.

Wykres 2: Wydobycie i zużycie węgla brunatnego ogółem (2002-2008)



Źródło: GUS, Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2005, 2006 (Tablica 3), Warszawa 2007; ARE, Bilans energii pierwotnej 2007; GUS, Produkcja wyrobów przemysłowych w 2008 (Tablica 1), 2009; ARE, Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii, IV kwartał 2008 (Tablica 4)

Odkrywkowa metoda wydobycia węgla brunatnego ma istotny wpływ na środowisko naturalne. Powoduje duże przeobrażenia terenów. Dodatkowo, w wyniku prowadzonej działalności odwodnieniowej, koniecznej dla stworzenia bezpiecznych warunków eksploatacji węgla i nadkładu, powstaje lej depresyjny, wywołujący zaburzenia w strukturze wód gruntowych otoczenia. Wydobycie odkrywkowe powoduje również powstawanie znacznych obszarów wymagających rekultywacji, co wiąże się z istotnymi kosztami.

2.3. Węgiel kamienny

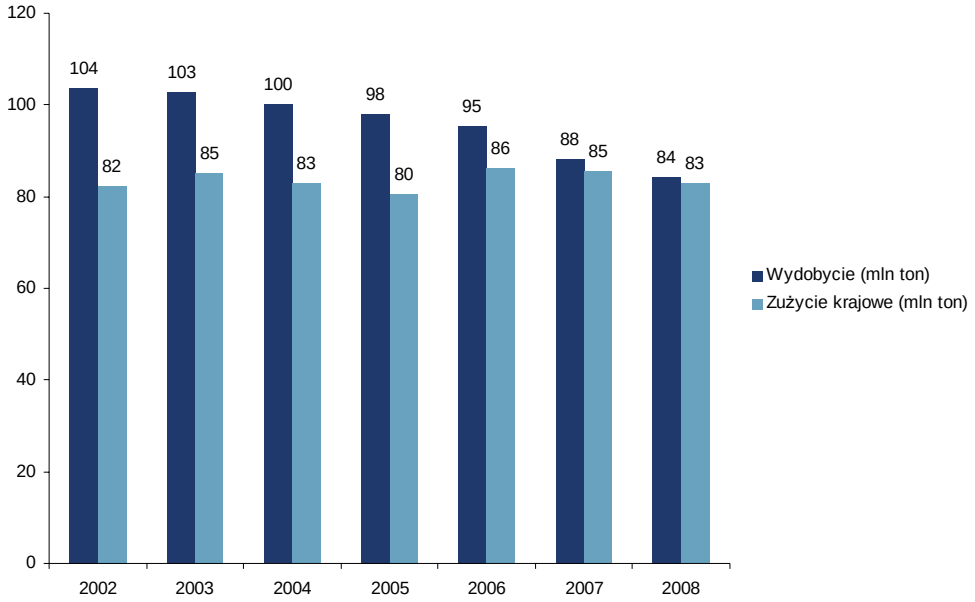
Według World Energy Council zasoby węgla kamiennego na świecie oceniane są na około 7,4 bln ton i występują głównie w Stanach Zjednoczonych Ameryki, Rosji, Chinach, Indiach, RPA, Australii, Ukrainie, Kazachstanie, Niemczech i Polsce. Polska jest największym producentem węgla kamiennego w Europie (wyłączając Rosję).

Złoża węgla kamiennego w Polsce zlokalizowane są w trzech zagłębiach: górnośląskim, lubelskim i dolnośląskim. Obecnie wydobycie prowadzi się w zagłębiu górnośląskim, gdzie zlokalizowana jest większość aktywnych w Polsce kopalń oraz w zagłębiu lubelskim, gdzie działa jedna kopalnia. W zagłębiu dolnośląskim eksploatację węgla kamiennego zakończono w 2000 roku.

Według Państwowego Instytutu Geologicznego udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego w Polsce wg stanu na koniec 2007 roku wynosiły 43,1 mld ton. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie około 37% zasobów bilansowych i wynoszą 16,1 mld ton.

Ocena łącznych zasobów bilansowych zmienia się corocznie na skutek wydobycia oraz ze względu na weryfikację i przeklasyfikowanie zasobów.

Wykres 3: Wydobycie i zużycie węgla kamiennego w Polsce ogółem (2002-2008)



Źródło: GUS, Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2005, 2006 (Tablica 3), Warszawa 2007; ARE, Bilans energii pierwotnej 2007; GUS, Produkcja wyrobów przemysłowych w 2008 (Tablica 1), 2009; ARE, Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii IV kwartał 2008 (Tablica 3)

Właściwości fizyczne węgla kamiennego pozwalają na transport na dalekie odległości. W tym celu wykorzystywany jest głównie transport kolejowy. Na dalszych trasach wykorzystywany jest również transport wodny.

W Polsce głównymi podmiotami wydobywającymi węgiel kamienny są Kompania Węglowa S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A. i Lubelski Węgiel „Bogdanka" S.A., których głównym lub jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Ostatnia z tych spółek w dniu 25 czerwca 2009 roku zadebiutowała na GPW w Warszawie.

2.4. Gaz ziemny

Według World Energy Council zasoby gazu ziemnego na świecie oceniane są na około 330 bln m^3 i występują głównie w Rosji, na Bliskim Wschodzie, Stanach Zjednoczonych Ameryki, Algierii, Wenezueli, Iraku, Norwegii i Holandii.

W Polsce złoża gazu ziemnego występują przede wszystkim na tzw. Niżu Polskim (w regionie Wielkopolski, Dolnego Śląska i na Pomorzu Zachodnim) oraz na przedgórzu Karpat. Niewielkie zasoby występują również w małych złożach obszaru Karpat oraz w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku.

Według oceny Państwowego Instytutu Geologicznego, w 2007 roku stan udokumentowanych zasobów gazu ziemnego w Polsce wynosił 138,82 mld m^3. W złożach na Niżu Polskim występowało 66% udokumentowanych zasobów gazu ziemnego, zasoby przedgórza Karpat stanowiły 29,5% zasobów krajowych, zasoby polskiej ekonomicznej strefy morskiej Bałtyku 3,2%, a zasoby obszaru Karpat tylko około 0,9%.

2.5. Zużycie paliw podstawowych w energetyce zawodowej

Według danych ARE w 2008 roku zużycie paliw podstawowych w energetyce zawodowej w stosunku do ich całkowitej podaży w Polsce (uwzględniając produkcję krajową oraz saldo wymiany zagranicznej) wyniosło dla węgla brunatnego – ok. 97%, dla węgla kamiennego – ok. 47%, a dla gazu ziemnego ok. 7%. Zgodnie z poniższą tabelą węgiel kamienny jest najważniejszym paliwem zużywanym w krajowej energetyce zawodowej.

Tabela 6: Zużycie paliw podstawowych w energetyce zawodowej

Mln GJ	2005	2006	2007	2008
Węgiel kamienny *	932,8	981,2	998,2	904,0
Węgiel brunatny **	536,8	529,8	500,4	509,6
Gaz ziemny	39,8	36,1	35,6	35,8

* Dla założonej średniej wartości opałowej 22,0 GJ/tonę

** Dla założonej średniej wartości opałowej 8,8 GJ/tonę

Źródło: ARE, Informacja statystyczna o energii elektrycznej (Tabela 6.2) IV kwartał 2006 roku, IV kwartał 2007 roku oraz IV kwartał 2008 roku

Zużycie węgla brunatnego

Węgiel brunatny jest w Polsce praktycznie w całości wydobywany na potrzeby elektroenergetyki. Wynika to przede wszystkim z występowania w Polsce tzw. węgla brunatnego miękkiego, trudnego do transportu i przechowywania. Elektrownie Bełchatów i Turów są jedynymi znaczącymi odbiorcami węgla brunatnego z KWB Bełchatów i KWB Turów. Kopalnie Adamów i Konin dostarczają węgiel brunatny do Elektrowni Zespołu PAK. Węgiel brunatny jest transportowany bezpośrednio z kopalni odkrywkowej do elektrowni zlokalizowanej w pobliżu kopalni, co ogranicza koszty transportu. W efekcie wydobycie węgla brunatnego jest ściśle skorelowane z ilością energii wytwarzanej w elektrowni przylegającej do kopalni.

Węgiel brunatny jest paliwem tańszym niż węgiel kamienny. Według ARE (Sytuacja Techniczno-Ekonomiczna Sektora Elektroenergetycznego IV kwartały 2008 roku) w 2008 roku średni koszt węgla brunatnego w elektrowniach wynosił 5,81 PLN na 1 GJ energii, w porównaniu do średniego kosztu węgla kamiennego w elektrowniach, który wynosi 8,06 PLN na 1 GJ.

Wykorzystywanie węgla brunatnego w procesie wytwarzania energii elektrycznej wymaga dodatkowych nakładów w celu ograniczenia jego wpływu na środowisko spowodowanego znaczną emisją zanieczyszczeń (w tym: SO_2, NO_x, pyłów oraz CO_2) towarzyszącą jego spalaniu (porównaj opis w punkcie 4.1.2.1. oraz 4.1.2.2. w Rozdziale XIII Prospektu).

Zużycie węgla kamiennego

Jak wynika z raportu Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej pt. „Energetyka Świata i Polski – Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 roku" (Warszawa, maj 2007), w latach 1945-1980 węgiel kamienny był podstawowym źródłem energii pierwotnej dla elektroenergetyki. Stanowił także liczącą się pozycję polskiego eksportu.

Począwszy od lat 80., a zwłaszcza w dekadzie lat 90., wykorzystanie węgla kamiennego w Polsce stopniowo malało i w 2000 roku jego wydobycie wyniosło 103,3 mln ton, co stanowiło około połowy wydobycia z końca lat 70. Zmniejszenie popytu oraz nieefektywność wydobycia węgla kamiennego na początku lat 90., jak również pogarszające się wyniki ekonomiczne (zadłużenie kopalń i ujemny wynik finansowy na sprzedaży węgla), spowodowały konieczność reformy całej branży.

W wyniku reformy nastąpiło m.in.: istotne zmniejszenie zatrudnienia w kopalniach węgla kamiennego w latach 1989-2003, obniżenie wydobycia węgla o ponad 40% w latach 1989-2003, poprawa wyników ekonomicznych kopalń oraz istotna poprawa jakości wydobywanego węgla, m.in. dzięki modernizacji zakładów istniejących oraz budowie nowoczesnych zakładów wzbogacania i odsiarczania miałów energetycznych.

Wykorzystywanie węgla kamiennego w procesie wytwarzania energii elektrycznej wymaga również dodatkowych nakładów w celu ograniczenia jego wpływu na środowisko spowodowanego znaczną emisją zanieczyszczeń (w tym: SO_2, NO_x, pyłów oraz CO_2) towarzyszącą jego spalaniu (porównaj opis w punkcie 4.1.2.1. oraz 4.1.2.2. w Rozdziale XIII Prospektu).

Zużycie gazu ziemnego

W 2008 roku całkowite zużycie gazu ziemnego w Polsce wynosiło 14,34 mld m^3, przy czym ze źródeł krajowych pochodziło 4,1 mld m^3. Zgodnie ze Sprawozdaniem z działalności Prezesa URE za 2008 rok około 61% sprzedaży gazu w Polsce przypadało na przemysł i energetykę, a największymi odbiorcami z tej grupy były zakłady produkujące nawozy sztuczne.

Gaz ziemny w energetyce jest często wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. Zaletą tej technologii jest wysoka efektywność wykorzystania energii pierwotnej oraz niższa, w porównaniu z wykorzystaniem energii z jednostek opalanych węglem, emisyjność CO_2.

2.6. Ceny paliw w Polsce i Unii Europejskiej

Ponieważ węgiel brunatny nie jest przedmiotem obrotu w handlu międzynarodowym, jego ceny ustalane są indywidualnie w umowach pomiędzy kopalniami a elektrowniami zawieranymi na rynku krajowym.

Średnie ceny gazu w Polsce dla odbiorców przemysłowych wzrastały od 2006 roku. Zgodnie z decyzjami Prezesa URE dotyczącymi taryfy dla paliw gazowych, średnia cena gazu ziemnego w taryfie PGNiG S.A. w 2008 roku kształtowała się na poziomie ok. 6,3 EUR/GJ. W porównaniu z 2007 rokiem cena gazu wzrosła o ponad 21%. W 2007 roku wzrost w stosunku do poprzedniego okresu wyniósł ponad 15%. Dla porównania, w 2008 roku średnia cena gazu ziemnego na holenderskim TTF wyniosła 8,5 EUR/GJ i była o 48% wyższa od cen forward z poprzedniego roku. Również średnie ceny węgla kamiennego energetycznego w Polsce wzrastały w ciągu ostatnich 2 lat. Średnia cena węgla kamiennego w 2007

roku wzrosła nieznacznie z 1,9 EUR/GJ w 2006 roku do 2,1 EUR/GJ. W 2008 roku wzrost średniej ceny węgla przekroczył 35%. W tym samym okresie średnia cena forward węgla kamiennego w Europie (CIF ARA) ukształtowała się na poziomie ok. 3,8 EUR/GJ, co oznacza ponad 52-procentowy wzrost w porównaniu do średniej ceny w poprzednim okresie.

Tabela 7: Poziom i zróżnicowanie średnich cen w Europie i Polsce od 2006 roku

EUR/GJ	2006	2007	2008
Europa			
Węgiel kamienny (ceny forward CIF ARA) *	2,1	2,5	3,8
Gaz ziemny (ceny forward TTF) **	7,5	5,8	8,5
Polska			
Węgiel kamienny energetyczny (loco kopalnia) ***	1,9	2,1	2,8
Gaz ziemny wysokometanowy (Taryfa PGNiG) ****	4,5	5,2	6,3

Źródło: * Bloomberg Finance L.P., First Year Generic CIF ARA Steam Coal Forward Price (ICAP) w USD/tonę, kurs SPOT USD/EUR, przy założonej średniej wartości opałowej 25,1 GJ/tonę; ** Bloomberg Finance L.P., TTF First Calendar Year Generic Natural Gas Forward Price/Netherlands (ICAP); *** Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015 (pkt 3.5), Ministerstwo Gospodarki 2007, Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w grudniu oraz w 2008 r. (pkt 1.2.2); Ministerstwo Gospodarki 2009, średnie roczne kursy PLN/EUR, przy założonej średniej wartości opałowej 22,0 GJ/tonę; **** URE (decyzje taryfowe dla PGNiG S.A.), ceny dla gazu ziemnego wysokometanowego z grupy E (E1A-E4B), kurs SPOT PLN/EUR, przy założonej średniej wartości opałowej 39,5 GJ/1.000 m^3

2.7. Eksport/import paliw

Węgiel brunatny nie jest przedmiotem obrotu na rynkach międzynarodowych, głównie z powodu nieopłacalności jego transportu na duże odległości. Z uwagi na powyższe Polska nie jest importerem ani eksporterem węgla brunatnego.

W 2008 roku Polska była importerem netto węgla kamiennego. W zeszłym roku import węgla kamiennego wyniósł ponad 10 mln ton, przekraczając o ponad 71% wolumen importu w 2007 roku (ok. 5,9 mln ton). Według ARE (Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii IV kwartał 2008, tablica 3) w 2008 roku wolumen eksportu węgla kamiennego wyniósł ok. 7,8 mln ton, co oznaczało spadek o ponad 34% w porównaniu z poprzednim okresem (11,8 mln ton w 2007 roku). W 2008 roku krajowe zapasy węgla kamiennego wzrosły o 3,6 mln ton. Z danych GUS (Mały rocznik statystyczny Polski 2008, tablica 6 (220)) wynika, że w przeszłości poziom eksportu był znacznie wyższy (przykładowo w 2000 roku wyeksportowano z Polski ponad 23 mln ton węgla kamiennego wobec 1,4 mln ton importu). Obecnie jednak poziom eksportu obniża się ze względu na konkurencję ze strony dostawców zagranicznych (głównie Rosji). Szacuje się, że w przypadku utrzymywania się niskich cen węgla na rynkach światowych, udział importowanego węgla w bilansie węgla kamiennego w kraju kolejnych latach będzie wzrastał. Zgodnie z danymi Państwowego Instytutu Geologicznego (opracowanie ze strony internetowej Państwowego Instytutu Geologicznego – „Węgiel kamienny", Tabela 3, dane za 2007 rok), głównymi kierunkami eksportu polskiego węgla kamiennego są kraje europejskie, m.in. Niemcy (ponad 36% całości polskiego eksportu), Austria, Wielka Brytania, Czechy, Słowacja, Francja. W mniejszym zakresie węgiel kamienny jest sprzedawany również do Egiptu, Maroka, Turcji i Stanów Zjednoczonych Ameryki. Największym przedsiębiorstwem na rynku eksportu polskiego węgla kamiennego jest Węglokoks S.A. Zgodnie z informacją przedstawioną na stronie internetowej spółki zakupy węgla na eksport dokonywane są na podstawie wieloletnich umów zawartych z Kompanią Węglową S.A., Jastrzębską Spółką Węglową S.A. i Katowickim Holdingiem Węglowym S.A.

Polska jest importerem netto gazu ziemnego. W 2008 roku import wysokometanowego gazu ziemnego osiągnął poziom 10,6 mld m^3 w porównaniu z 9,6 mld m^3 w 2007 roku oraz 10,4 mld m^3 w 2006 roku (2008, 2007: Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii IV kwartał 2008 (Tablica 6), ARE; 2006: Mały rocznik statystyczny Polski 2008 (Tablica 9 (223)), GUS, 2008). Z informacji przedstawionej na stronie internetowej PGNiG S.A. (opracowanie „Import", Tabela 1) wynika, iż gaz ziemny jest importowany głównie z Rosji (ponad 7 mld m^3, co stanowiło ponad ok. 66% importu gazu ziemnego do Polski w 2008 roku) oraz z krajów Azji Środkowej (Uzbekistan, Turkmenistan). Podmiotem importującym gaz ziemny do Polski jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG), który jest stroną kilku umów na dostawy gazu do Polski, w tym najważniejszej umowy długoterminowej z firmą OAO Gazprom (Rosja). Dalszy rozwój rynku gazu w Polsce dyskutowany jest w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa ciągłości dostaw tego paliwa oraz związany jest z planowanymi projektami dywersyfikującymi źródła importu. Na przestrzeni ostatnich kilku lat spory Rosji z krajami tranzytowymi takimi jak Białoruś i Ukraina prowadziły do zmniejszenia poziomu dostaw rosyjskiego gazu do Polski. Ostatni tego typu przypadek miał miejsce na początku 2009 roku, kiedy w wyniku braku przedłużenia czasu obowiązywania umów tranzytowych pomiędzy Rosją i Ukrainą w odpowiednim terminie, transport surowca do Polski oraz innych krajów Europy został istotnie ograniczony a w niektórych przypadkach (np. na Słowację) nie odbywał się w ogóle. Wobec powyższego, dywersyfikacja portfela dostaw stała się priorytetowym elementem strategii PGNiG S.A. Pod koniec czerwca 2009 roku PGNiG S.A. podpisał umowę z firmą Qatargas Operating Company Ltd (Katar) na dostawy gazu ziemnego w formie skroplonej (LNG). Zgodnie z umową LNG ma być dostarczany do nowego terminalu w Świnoujściu przez okres 20 lat, począwszy od 2014 roku.

Eksport gazu ziemnego z Polski jest nieznaczny.

2.8. Uprawnienia do emisji CO_2

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach opalanych węglem brunatnym, kamiennym czy gazem wiąże się z emisją stosunkowo dużych ilości CO_2. Emisja CO_2 do atmosfery i jej wpływ na ocieplenie globalnego klimatu są w ostatnich latach jednym z ważniejszych tematów dyskusji

na forach międzynarodowych, w tym w ramach Unii Europejskiej, których efektem jest wdrażanie kolejnych programów ograniczenia emisji tychże gazów.

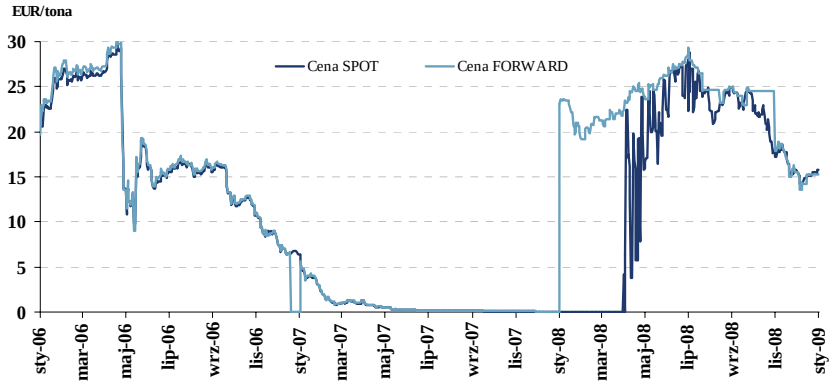
Podstawowym założeniem przyjętego w Unii Europejskiej sposobu ograniczania emisji CO_2 jest system handlu emisjami typu *cap-and-trade*, który polega na ustaleniu całkowitego limitu emisji (*cap*) dla instalacji przemysłowych emitujących znaczne ilości CO_2 i przyznaniu liczby uprawnień odpowiadających temu limitowi. Zakłady te mogą wykorzystać przyznane uprawnienia na realizację własnych celów produkcyjnych, obracać nimi na rynku CO_2 (*trade*) lub zachować na przyszłe okresy rozliczeniowe. Osiągnięcie celu redukcyjnego ma się odbywać przez stopniowe zmniejszanie dostępnego pułapu emisji dla całej Unii Europejskiej, a system handlu ma zapewnić optymalizację kosztów i elastyczność działania emitentów.

Wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji (*EU-ETS Emissions Trading System*) funkcjonuje w ramach kilkuletnich okresów rozliczeniowych. Na dzień Prospektu znane są założenia drugiego okresu rozliczeniowego (KPRU II na lata 2008-2012. Porównaj opis wyroku Sądu Pierwszej Instancji stwierdzającego nieważność decyzji Komisji Europejskiej, rzutującego na kształt KPRU II, zawarty w punkcie 8.3.3. w Rozdziale VIII Prospektu) oraz wstępne założenia trzeciego okresu rozliczeniowego obejmującego lata 2013-2020. W szczególności podstawową zasadą przyjętego przez Parlament Europejski w grudniu 2008 roku pakietu energetyczno-klimatycznego jest obowiązek zakupu całości uprawnień przez sektor elektroenergetyczny w drodze aukcji, począwszy od roku 2013. Dla sektora elektroenergetycznego w kilku krajach (w tym w Polsce) przewidziano jednakże derogację od tej zasady, według której w roku 2013 systemem aukcji zostanie objętych około 30% uprawnień do emisji (liczonych według średniego poziomu emisji z lat 2005-2007). W kolejnych latach udział ten ma rosnąć, aby w 2020 roku osiągnąć 100% uprawnień nabywanych na aukcjach. Szersze informacje na ten temat znajdują się w punkcie 8.3. Rozdziału VIII Prospektu. Ostateczne rozwiązania Unii Europejskiej będą znane po publikacji nowych regulacji prawnych, co ma prawdopodobnie nastąpić do 2011 roku.

W związku z powyższym wytwórcy energii elektrycznej będą zmuszeni nabywać uprawnienia do emisji CO_2 lub jednostki CER lub ERU (porównaj punkt 8.3.4. w Rozdziale VIII Prospektu) w coraz większej ilości i modyfikować bazę wytwórczą, aby ograniczać emisję CO_2.

Ceny uprawnień do emisji CO_2 podlegają znacznym wahaniom w wyniku m.in. zmian oczekiwanego popytu na energię elektryczną, zmian cen paliw podstawowych wykorzystywanych w energetyce, podaży niekonwencjonalnych źródeł energii, zmian sytuacji makroekonomicznej oraz zmian w otoczeniu regulacyjnym.

Wykres 3: Ceny uprawnień do emisji CO_2 na rynku SPOT oraz w jednorocznych kontraktach terminowych dla ostatnich 3 lat



Źródło: Bloomberg Finance L.P., Cena SPOT: Spot Carbon Dioxide (CO^2) Emissions EUA Price/Europe (Bloomberg), Cena FORWARD: First Year Carbon Dioxide Emissions EU Allowance Price/Europe (Evolution Markets)

3. Wytwarzanie energii elektrycznej

3.1. Struktura produkcji i moc zainstalowana

Polski sektor elektroenergetyczny jest jednym z dziesięciu największych w Europie. Zgodnie z danymi ARE (Informacja statystyczna o energii elektrycznej (Tablica 3), grudzień 2008 rok, elektrownie zawodowe, przemysłowe i niezależne pozostałe) według stanu na koniec 2008 roku łączna krajowa moc zainstalowana wynosiła około 35,9 GWe. Około 90% energii elektrycznej produkowane jest w jednostkach wytwórczych dysponowanych centralnie przez OSP (tj. jednostkach wytwórczych przyłączonych do sieci od 400 kV do 110 kV).

Ze względu na źródła wytwarzania energii elektrycznej obecnie w Polsce wyróżnia się następujące kategorie wytwórców energii elektrycznej:

– jednostki wytwórcze oparte o węgiel brunatny;

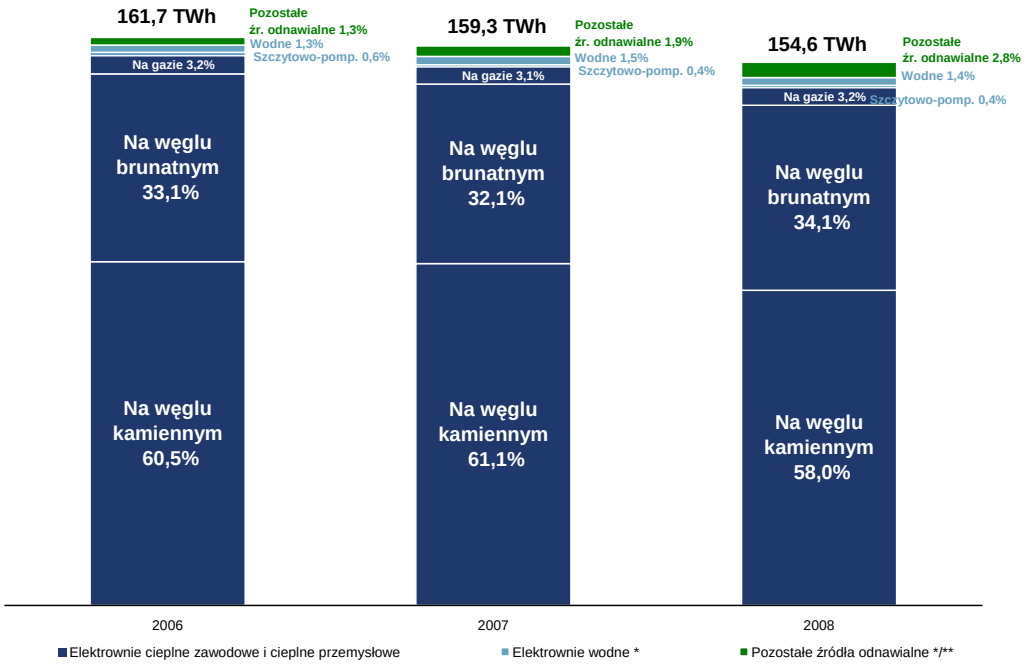
– jednostki wytwórcze oparte o węgiel kamienny;

– jednostki wytwórcze oparte o paliwo gazowe;

– jednostki wytwórcze oparte o odnawialne źródła energii, takie jak woda, wiatr, energia słoneczna czy biomasa.

Zgodnie z danymi Eurostat za 2007 rok w Unii Europejskiej ok. 29% energii elektrycznej jest wytwarzane w jednostkach opartych na węglu kamiennym lub brunatnym, ok. 28% na paliwie jądrowym, ok. 23% na gazie ziemnym, a ok. 16% na źródłach odnawialnych. Natomiast w Polsce odsetek energii elektrycznej produkowanej z węgla (zarówno kamiennego, jak i brunatnego) jest ponadtrzykrotnie wyższy. Według danych ARE (Informacja statystyczna o energii elektrycznej (Tablica 5.2), grudzień 2007, grudzień 2008) udział elektrowni opalanych węglem w strukturze produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce w latach 2006-2008 mieścił się w przedziale 92,1-93,6%, przy czym głównym paliwem był węgiel kamienny (ponad 58-procentowy udział elektrowni opalanych węglem kamiennym w krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2008 roku). Polska nie posiada elektrowni jądrowych, a udział gazu ziemnego oraz źródeł odnawialnych, mimo iż stopniowo rośnie, to jednak nadal pozostaje istotnie mniejszy niż średnia unijna.

Wykres 3: Struktura produkcji energii elektrycznej brutto w Polsce według rodzaju źródeł wytwórczych (TWh)

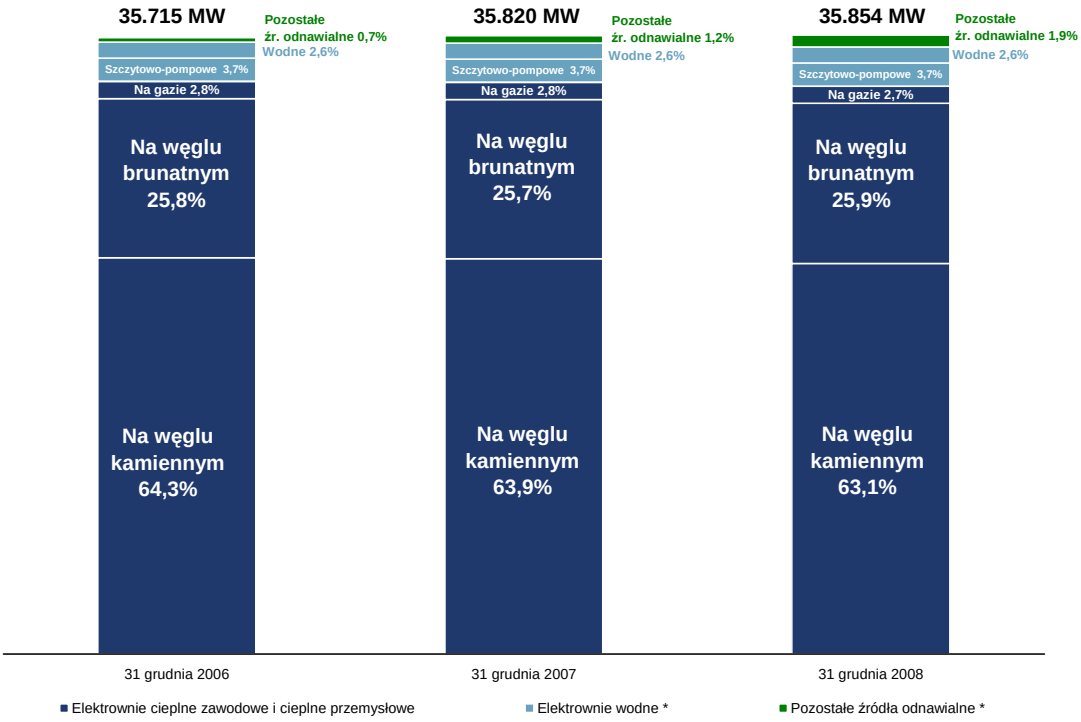


* Elektrownie wodne oraz pozostałe źródła odnawialne w strukturach (i) elektrowni zawodowych, (ii) przemysłowych oraz (iii) pozostałych elektrowni niezależnych

** Współspalanie biomasy/biogazu zawarte w pozostałych źródłach odnawialnych

Źródło: ARE, Informacja statystyczna o energii elektrycznej grudzień 2007 (Tabela 5.2), grudzień 2008 (Tabela 5.2)

Wykres 4: Struktura zainstalowanej mocy elektrycznej w Polsce według rodzaju źródeł wytwórczych



* Elektrownie wodne oraz pozostałe źródła odnawialne w strukturach (i) elektrowni zawodowych, (ii) przemysłowych oraz (iii) pozostałych elektrowni niezależnych

Źródło: ARE, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, grudzień 2007 (Tabela 3), grudzień 2008 (Tabela 3)

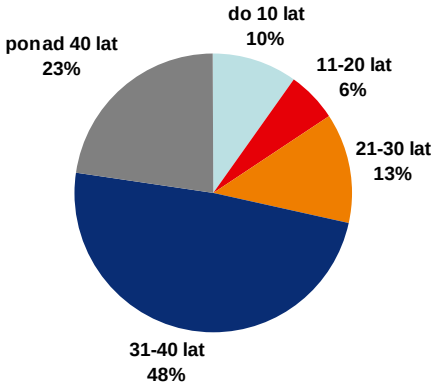
W 2008 roku około 89% mocy zainstalowanej w polskim sektorze elektroenergetycznym pochodziło z elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Zgodnie z Załącznikiem 2. do Projektu Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku), ze względu na priorytetowy wymóg zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz spełnienia wymagań ochrony środowiska zgodnie z pakietem klimatycznym UE, planowana jest stopniowa zmiana struktury wykorzystania paliw w sektorze. W 2020 roku łączny udział węgla kamiennego oraz węgla brunatnego jako paliw dla jednostek krajowego sektora elektroenergetycznego ma zmniejszyć się do ok. 68% oraz do ok. 56% w 2030 roku. W tym samym okresie udział paliw odnawialnych ma wzrosnąć do 19% (2020) oraz do ok. 23% (2030). Oprócz tego istotnym czynnikiem zmiany struktury sektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce są zamierzenia odnośnie rozwoju energetyki jądrowej, którego efektem byłoby osiągnięcie ok. 4% mocy brutto z krajowych elektrowni jądrowych w 2020 roku oraz ok. 9% w 2030 roku (Załącznik 2. do Projektu Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku), Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2009 roku, Moce wytwórcze energii elektrycznej brutto (paliwo/technologia), Tabela 14).

Zgodnie z danymi ARE (Biuletyn Ciepłownictwa IV kwartał 2008 roku) osiągalna sumaryczna moc dla produkcji ciepła wyniosła w 2008 roku ok. 20,5 GW_t.

3.2. Stan obecny i program rozwoju mocy wytwórczych w Polsce

Większość pracujących obecnie w Polsce urządzeń wytwórczych powstała w latach 1966-1985, kiedy łącznie oddano do eksploatacji ponad 21 GW nowych mocy wytwórczych (przede wszystkim w cieplnych elektrowniach zawodowych). Od początku lat dziewięćdziesiątych oddano do użytku około 7 GW mocy wytwórczych (głównie bloki około 300-400 MW oraz pierwsze w kraju jednostki na gaz ziemny).

Wykres 5: Struktura wiekowa mocy wytwórczych energetyki konwencjonalnej w Polsce w 2008 roku



Źródło: ARE, „Katalog Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych", kwiecień 2009, wiek turbozespołów eksploatowanych wg stanu na 31.12.2008 ważony ich mocą osiągalną

W związku z koniecznością zamykania starych jednostek wytwórczych ze względów technologicznych oraz z rosnącym zapotrzebowaniem na energię obserwuje się, nieprzerwanie od 2002 roku, spadek dostępnej rezerwy mocy krajowego systemu elektroenergetycznego. Powoduje to konieczność budowy w Polsce znacznej liczby nowych, efektywnych jednostek wytwórczych. W 2002 roku średnia roczna wielkość rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych ze szczytu wieczornego dni roboczych wyniosła ok. 7,5 GW (ok. 29% rezerwy w stosunku do dostępnej osiągalnej mocy systemu) w porównaniu do ok. 4,5 GW (ok. 18%) w 2008 roku. Dalszy spadek rezerwy mocy krajowego systemu może być powodem ryzyka wystąpienia dużych awarii systemowych (tzw. blackoutów) w sytuacji, gdy chwilowe, szczytowe zapotrzebowanie na energię systemu przewyższy aktualnie dostępną osiągalną moc systemu. Zgodnie z „Raportem z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2008 roku" (Tabela 2.2 oraz Rysunek 3.4) przygotowanym przez PSE Operator, już w styczniu 2008 roku maksymalne zapotrzebowanie na moc systemu w szczycie wieczornym spowodowało chwilowy spadek rezerwy mocy systemu do ok. 3%.

W ostatnich latach w energetyce zawodowej do eksploatacji oddawano stosunkowo niewiele nowych mocy. W 2007 roku budowane były jedynie 3 duże bloki energetyczne o łącznej mocy blisko 1.800 MW. Pierwszy z nich został uruchomiony w 2008 roku (blok 474 MW w ZE PAK Pątnów II), z końcem czerwca 2009 oddano do użytku blok 460 MW w Elektrowni Łagisza (Grupa Tauron). Na początku 2011 roku planowane jest uruchomienie bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Obecnie wiele przedsiębiorstw energetycznych zapowiada zamiar budowy nowych mocy wytwórczych. Do grupy tej należy PGE (w zakresie opisu programu inwestycyjnego Emitenta, porównaj punkt 3.6. w Rozdziale XIII Prospektu) oraz przedsiębiorstwa z grup Tauron, Enea, Vattenfall, CEZ, EdF, Energa oraz RWE.

Zgodnie z Załącznikiem 2. do Projektu Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, Tabela 6 zdeterminowane przyrosty/odtworzenia wytwórczych mocy brutto w elektrowniach systemowych), obecnie oczekiwany przyrost nowych mocy/odtworzenia w polskim systemie elektroenergetycznym szacuje się na ok. 9,9 GW w latach 2011-2020, z czego ok. 5,3 GW dotyczy jednostek po głębokiej modernizacji, a 4,6 GW to planowana moc nowych jednostek wytwórczych. W tym samym okresie planuje się wyłączenie ok. 7 GW mocy brutto w elektrowniach systemowych.

Plany budowy nowych mocy wytwórczych są odpowiedzią na oczekiwany wzrost popytu na energię elektryczną w Polsce. Dla przykładu, w tabeli poniżej przedstawiono planowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce według Ministerstwa Gospodarki.

Tabela 7: Planowane zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce

TWh	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
Sektor energii	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
Straty przesyłania i dystrybucji	12,9	13,2	13,2	15,0	16,8
Potrzeby własne elektrowni	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	**141,0**	**152,8**	**169,3**	**194,6**	**217,4**

Źródło: Załącznik 2. do Projektu Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku), Ministerstwo Gospodarki (Tabela 11), Warszawa, sierpień 2009
Pozycja „Sektor energii" obejmuje (i) zapotrzebowanie na energię elektryczną w sektorze energii poza potrzebami własnymi elektrowni i elektrociepłowni oraz (ii) zużycie energii na pompowanie w elektrowniach szczytowo-pompowych.

3.3. Poziom i trendy zużycia energii elektrycznej

Na przestrzeni ostatnich 10 lat zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce wzrastało średnio o 1,3% rocznie. Zużycie energii przez odbiorców końcowych w Polsce w 2008 roku wyniosło około 119,8 TWh, stawiając Polskę w gronie dziesięciu największych rynków energii elektrycznej w Europie.

Tabela 8: Syntetyczny bilans energii elektrycznej ARE

Wyszczególnienie	2005	2006		2007		2008	
	GWh	GWh	zmiana %	GWh	zmiana %	GWh	zmiana %
OGÓŁEM	**161.917**	**166.481**	***3%***	**167.022**	***0%***	**163.068**	***-2%***
Produkcja	**156.915**	**161.693**	***3%***	**159.261**	***-1%***	**154.588**	***-3%***
z tego:							
elektrownie zawodowe cieplne	144.899	150.245	*4%*	148.024	-1%	143.049	*-3%*
elektrownie przemysłowe	802	8.062	*1%*	7.665	-5%	7.726	*1%*
wodne (w tym szczytowo-pompowe)	3.996	3.385	*-15%*	3.571	6%	3.813	*7%*
Import	**5.002**	**4.789**	***-4%***	**7.761**	***62%***	**8.480**	***9%***
OGÓŁEM	**161.917**	**166.481**	***3%***	**167.022**	***0%***	**163.068**	***-2%***
Zużycie w kraju	**145.729**	**150.707**	***3%***	**153.913**	***2%***	**153.365**	***0%***
z tego: – potrzeby energetyczne elektrowni (zużycie własne)	20.226	20.988	*4%*	20.754	-1%	20.712	*0%*
– pompowanie wody w el. szczyt.-pomp.	2.207	1.399	*-37%*	844	-37%	890	*6%*
– sprzedaż z sieci odbiorcom końcowym	107.319	112.335	*5%*	116.420	4%	118.546	*2%*
– sprzedaż bezpośrednio z elektrowni	1.027	955	*-7%*	1.086	14%	1.237	*14%*
– zużycie w przesyle i dystrybucji	309	320	*4%*	300	-6%	310	*3%*
– straty i różnice bilansowe	14.642	14.708	*0%*	14.509	-1%	11.669	*-20%*
Eksport	**16.188**	**15.775**	***-3%***	**13.109**	***-17%***	**9.703**	***-26%***

Źródło: ARE, Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2006, IV kwartał 2007 oraz IV kwartał 2008 (Tablica 2)

Według danych ARE w Polsce średnie zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (minus straty i różnice bilansowe) na osobę pozostaje na poziomie niższym niż średnie zużycie w Unii Europejskiej (w 2008 roku wynosiło ono 2,8 MWh na osobę, podczas gdy w krajach UE-15 jest ono ponaddwukrotnie wyższe). Zgodnie z prognozami Ministerstwa Gospodarki, jeżeli tendencja wzrostowa się utrzyma, do 2030 roku krajowe zużycie energii elektrycznej może zwiększyć się o około 55% w porównaniu do zużycia w 2006 roku (Załącznik 2. do Projektu Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku (Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, szacowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną brutto w MWh w 2030 roku w porównaniu z 2006 rokiem), Ministerstwo Gospodarki, sierpień 2009 roku).

Z uwagi na fakt, iż popyt na energię elektryczną jest dodatnio skorelowany ze wzrostem PKB, dalszy rozwój popytu na energię elektryczną będzie zależał także od tempa rozwoju gospodarczego Polski. Z danych statystycznych dotyczących wielkości zużycia energii elektrycznej na jednostkę PKB wynika, że polska gospodarka plasuje się najwyżej wśród porównywanych krajów w Europie. Wynika to z faktu, że udział energochłonnego przemysłu w strukturze PKB w Polsce jest relatywnie wyższy w porównaniu z innymi państwami, których gospodarki oparte są w większym stopniu na usługach.

3.4. Ceny energii elektrycznej w Polsce

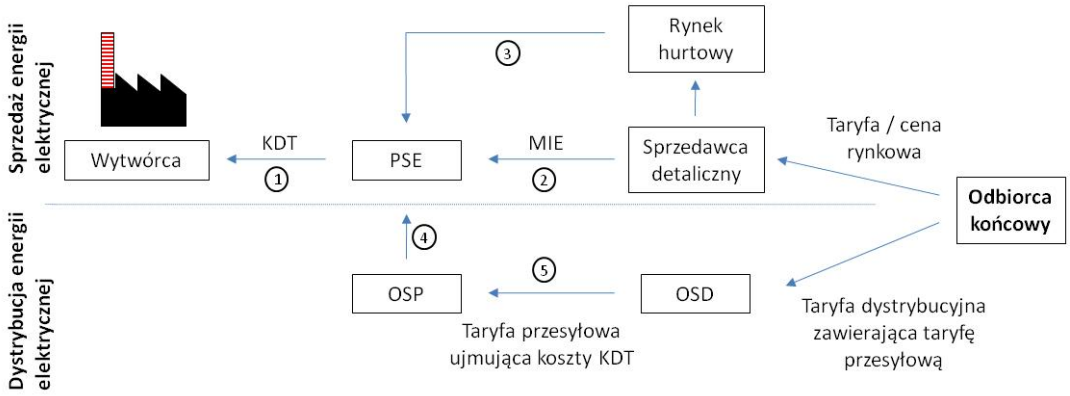
3.4.1. Wprowadzenie

Rynek energii elektrycznej w Polsce w ostatnich latach przeszedł istotne zmiany. Najważniejsze z nich dotyczyły stopniowego odchodzenia od zatwierdzania taryf w obrocie energią elektryczną na rzecz mechanizmów wolnorynkowych, rozwiązania kontraktów długoterminowych (KDT) oraz wydzielenia operatorów systemów dystrybucyjnych (*unbundling* OSD). Bliższe informacje na ten temat zostały zawarte w punktach 5. i 6. w Rozdziale VIII Prospektu. Istotne znaczenie miał również rozwój platform internetowych i Towarowej Giełdy Energii, umożliwiających zorganizowany obrót energią elektryczną.

3.4.2. KDT i system rekompensat

Kontrakty długoterminowe na dostawę mocy i energii elektrycznej były kontraktami zawartymi między Emitentem i wytwórcami energii elektrycznej dotyczącymi zakupu mocy i energii elektrycznej po cenie zapewniającej pokrycie kosztów produkcji oraz kosztów finansowych dotyczących finansowania nowych jednostek produkcyjnych. Energia elektryczna nabywana przez Emitenta w ramach KDT: (1) była następnie sprzedawana spółkom sprzedaży detalicznej (przed wydzieleniem OSD – zakładom energetycznym, tj. zintegrowanym spółkom dystrybucyjnym i handlowym) po cenie taryfy MIE (Minimalna Ilość Energii) zatwierdzanej przez Prezesa URE (2). Nadwyżka ilości energii elektrycznej kupionej w ramach KDT nad energią elektryczną sprzedaną w ramach MIE była sprzedawana na rynku hurtowym po cenie rynkowej (3). Różnica pomiędzy kosztami a przychodami Emitenta była pokrywana przez OSP (PSE Operator) jako wynagrodzenie za tzw. usługi dodatkowe, (4) a następnie włączana w taryfę przesyłową OSP (5). W efekcie usługi dodatkowe były faktycznie mechanizmem pozwalającym wytwórcom odzyskać od odbiorców końcowych koszty przekraczające rynkową wartość wyprodukowanej energii.

Wykres 6: Schemat przepływów środków pieniężnych, płaconych przez odbiorcę końcowego do wytwórcy energii objętego KDT.

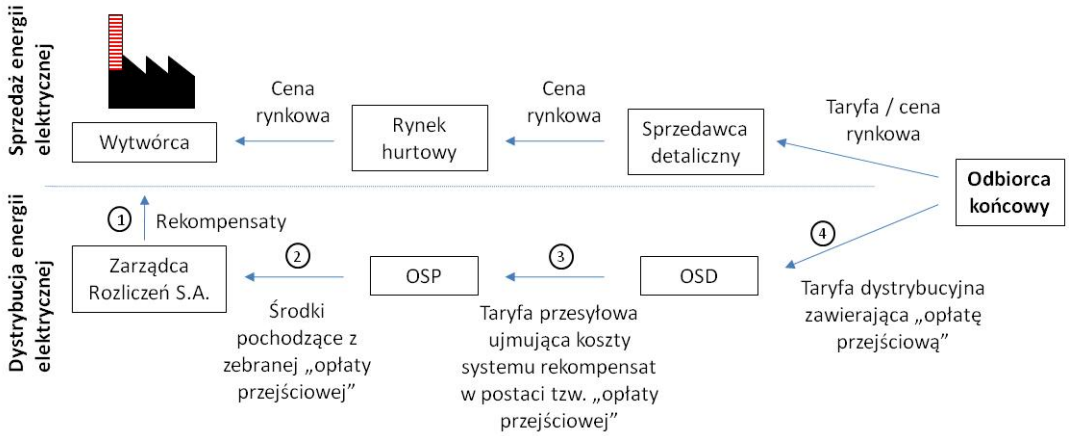


Źródło: Spółka

W związku z rozwiązaniem KDT zgodnie z Ustawą KDT, wytwórcy będący wcześniej stronami tychże umów uzyskali prawo do otrzymywania rekompensat na pokrycie tzw. kosztów osieroconych stanowiących wydatki wytwórcy wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 roku na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej.

Środki na pokrycie kosztów osieroconych dla wytwórcy objętego Ustawą KDT wypłacane są w formie kwartalnych zaliczek i ich korekt przez Zarządcę Rozliczeń S.A. (1), który pozyskuje środki na sfinansowanie wypłacanych rekompensat od Operatora Systemu Przesyłowego (2). OSP uwzględnia koszty pokrycia systemu rekompensat w kalkulacji tzw. opłaty przejściowej, która stanowi element taryfy przesyłowej (3), płatnej przez operatorów systemów dystrybucyjnych i następnie przenoszonej na klienta końcowego wraz z opłatą za usługę dystrybucji energii elektrycznej (4).

Wykres 7: Schemat przepływów środków pieniężnych, płaconych przez odbiorcę końcowego do wytwórcy energii objętego systemem rekompensat



Źródło: Spółka

Ustawa KDT ogranicza całkowitą kwotę środków, które mogą być wypłacone wszystkim wytwórcom na pokrycie kosztów osieroconych, zdyskontowanych na dzień 1 stycznia 2007 roku, do kwoty 11,6 mld PLN. Porównaj opis w punkcie 6. w Rozdziale VIII Prospektu.

3.4.3. Ceny energii elektrycznej

Średnia cena energii dla odbiorców końcowych łącznie z opłatą dystrybucyjną wynosiła w 2008 roku 329,5 PLN za 1 MWh. Odbiorcy końcowi w Polsce dzielą się na grupy taryfowe wg wartości napięcia sieci, do której są przyłączeni. Zgodnie z danymi ARE w tym samym okresie odbiorcy energii na wysokim napięciu (Grupa A) zużyli 13,3 TWh po średniej cenie za 1 MWh 241,4 PLN (Sytuacja w elektroenergetyce, IV kwartał 2007, 2008 – Tablica 25 oraz 26). Odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci średniego napięcia (Grupa B) zużyli 36,1 TWh po średniej cenie za 1 MWh 280,3 PLN. Odbiorcy końcowi odbierający energię na niskim napięciu, czyli sektor małych i średnich przedsiębiorstw (Grupa C) oraz gospodarstwa domowe i rolne (Grupa G) zużyli w 2008 roku odpowiednio – 22,3 TWh energii po średniej cenie za 1 MWh 393,8 PLN (Grupa C) oraz 29,8 TWh po średniej cenie 380,1 PLN (Grupa G) za 1 MWh.

Tabela 9: Średnie ceny energii elektrycznej wraz z opłatą przesyłową w roku 2006, 2007 i 2008 dla odbiorców końcowych w podziale na cenę energii elektrycznej oraz koszt dystrybucji i przesyłania

PLN/MWh	Energia elektryczna			Przesyłanie i dystrybucja		
	2006	2007	2008*	2006	2007	2008
Grupa A	124,9	139,3	178,5	74,4	63,3	62,8
Grupa B	127,7	141,7	189,0	104	93,1	91,3
Grupa C	137,1	149,1	197,1	204,4	189,8	196,7
Grupa G	145,8	158,3	184,8	187,8	182,9	195,3

* Ceny sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe w przedsiębiorstwach obrotu

Źródło: ARE, Sytuacja w elektroenergetyce, IV kwartał 2007 (Tabela 24), IV kwartał 2008 (Tabela 25)

Tabela 10: Ceny sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w podziale na segmenty rynku

PLN/MWh	2005	2006	2007	2008
Poza kontraktami długoterminowymi, w tym:	**116,4**	**119,2**	**127,2**	**153,3**
Sprzedaż do spółek dystrybucyjnych	117,0	118,8	127,6	-
Sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu	111,2	116,7	125,3	149,4
Sprzedaż energii na giełdzie	117,4	136,6	125,0	244,7
Sprzedaż na rynku bilansującym.....	135,6	133,2	132,8	176,1
W kontraktach długoterminowych.....	**183,6**	**170,7**	**176,6**	**190,2**
Ogółem.....	**137,8**	**138,5**	**142,8**	**154,3**

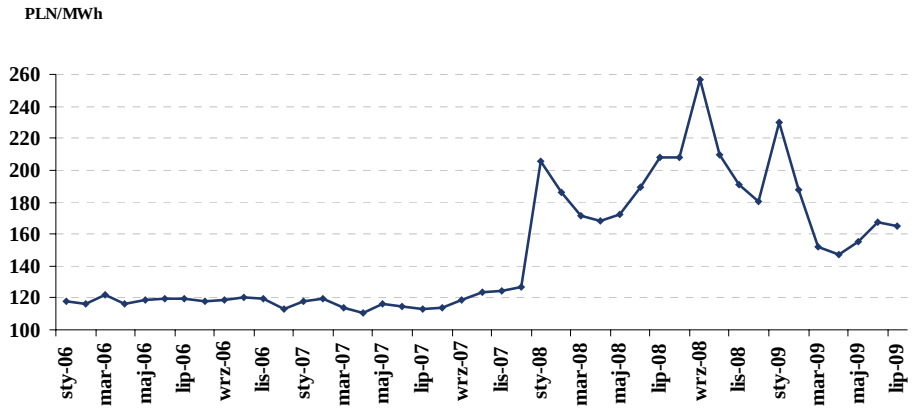
Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2008 rok (Tabela 10)

Ceny na rynku SPOT

Towarowa Giełda Energii oraz internetowa platforma POEE są podstawowymi platformami obrotu energią elektryczną na rynku SPOT w Polsce.

Początek roku 2008 przyniósł duże zmiany na polskim rynku energii elektrycznej, które przejawiały się znaczącym wzrostem poziomu cen. Ceny energii w pierwszych kilku dniach stycznia osiągnęły nie notowany dotąd na rynku polskim, incydentalny poziom 432,53 PLN/MWh (dla pasma) oraz 485,20 PLN/MWh (dla szczytu), po czym wykazywały tendencję spadkową do połowy kwietnia 2008 roku, zaś od tego momentu zaczęły ponownie rosnąć. Systematyczny wzrost cen trwał do połowy września, gdzie ceny pasma osiągnęły maksimum na poziomie 293,04 PLN/MWh. W dalszym okresie roku ceny stopniowo spadały, oscylując na poziomie ok. 204 PLN/MWh. Ceny SPOT na giełdzie w 2008 roku kształtowały się średnio na poziomie: pasmo – 195,56 PLN/MWh, szczyt – 247,02 PLN/MWh (średnia arytmetyczna indeksów IRDN oraz SRDN TGE). Z początkiem 2009 roku ceny energii elektrycznej zaczęły spadać (średnia cena w paśmie w styczniu wyniosła 230,08 PLN/MWh wobec 147,21 PLN/MWh w kwietniu, odpowiednio 268,78 PLN/MWh oraz 168,65 PLN/MWh dla szczytu), osiągając minimum w połowie kwietnia 2009 roku na poziomie 111,94 PLN/MWh (pasmo) oraz 151,89 PLN/MWh (szczyt), co było głównie efektem spadku zapotrzebowania na energię elektryczną zanotowanego w pierwszej połowie 2009 roku oraz zmian w naliczaniu podatku akcyzowego od 1 marca 2009 roku. W okresie od maja do końca lipca 2009 roku ceny ustabilizowały się na średnim poziomie ok. 163 PLN/MWh (pasmo) oraz ok. 181 PLN/MWh (szczyt).

Wykres 8: Rozwój cen energii elektrycznej na rynku SPOT w Polsce (TGE) od 2006 roku (PLN/MWh)



Źródło: Towarowa Giełda Energii, Indeks IRDN (pasmo), średnie miesięczne

Ceny w kontraktach terminowych

W okresie pierwszych kilku miesięcy 2008 roku obserwowano rozwój rynku kontraktów terminowych. Dotychczas transakcje terminowe z powodu funkcjonowania rynku regulowanego zawierano w dużej mierze w kontraktacji rocznej pod koniec każdego roku kalendarzowego. Wraz z wygaśnięciem taryfy hurtowej dla Emitenta (obejmującej transakcje w ramach MIE), pojawiły się notowania dla szerokiej grupy produktów, począwszy od kontraktów w okresach tygodniowych, poprzez produkty miesięczne do notowań na kolejne kwartały czy następny rok.

Pomimo że obroty na giełdzie energii oraz platformach obrotu reprezentują kilka procent całego rynku energii elektrycznej w Polsce, kontrakty terminowe rynku OTC ustalane są często w odniesieniu do poziomów cen notowanych na platformach. Dlatego można założyć, że transakcje zawierane na platformach jawnych są reprezentatywne dla całego rynku hurtowego w segmencie kontraktów terminowych,

Obserwuje się korelację poziomu cen kontraktów terminowych z poziomem cen SPOT – wzrost cen SPOT, który nastąpił na początku 2008 roku, wpłynął na wzrost cen ustalonych w kontraktach terminowych zawartych na platformach obrotu (POEE, TFS). W okresie całego 2008 roku ceny transakcyjne dla pasma na 2009 na tych platformach kształtowały się w przedziale 183,1 do 238 PLN/MWh.

Rynek terminowy pozostaje ciągle w fazie rozwoju. Wzrasta aktywność jego uczestników, co przejawia się zwiększeniem obrotów na platformach obrotu. Ponadto zmienność cen w 2008 i w pierwszej połowie 2009 roku jest zdecydowanie większa, niż miało to miejsce w latach poprzednich, co świadczy o wzmożonej aktywności uczestników rynku. Pojawiają się również nowe możliwości handlu na platformie brokerskiej GFI, która w ostatnich miesiącach rozpoczęła działalność na rynku polskim.

Rynek terminowy w 2009 roku (POEE, TFS) był zdecydowanie bardziej płynny niż w roku poprzednim. Zanotowano widoczny wzrost transakcji z dostawą w roku 2010. Obrót tym produktem wyniósł ok. 6 TWh (blisko 700 MW w paśmie) przy średniej cenie 199 PLN/MWh, w przedziale cen 178-227 PLN/MWh. Należy przy tym pamiętać, że ceny do 1 marca 2009 roku zawierały akcyzę, która obecnie nie obciąża ceny energii na rynku hurtowym. W 2009 roku pojawiły się również transakcje z dostawą w roku 2011, a przedział cenowy dla tych produktów wynosił 209-215 PLN/MWh. Oprócz kontraktów rocznych dużym zainteresowaniem cieszyły się również produkty miesięczne.

Należy podkreślić, że przeważająca część transakcji terminowych była zawierana na stosunkowo niewielkie wolumeny – transakcje na produkt pasmo powyżej 25 MW należały do rzadkości.

3.5. Świadectwa pochodzenia energii elektrycznej

Wytwórcy energii elektrycznej, wytwarzający energię w źródłach odnawialnych lub energię pochodzącą z wysokosprawnej kogeneracji, otrzymują tzw. świadectwa pochodzenia energii, odpowiednio „zielone" lub „czerwone", a w przypadku wytwarzania w wysokosprawnej kogeneracji opartej na gazie tzw. świadectwa „żółte". Certyfikaty wystawiane są przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy, a następnie rejestrowane w jednym z rejestrów prowadzonych przez Towarową Giełdę Energii, gdzie mogą być przedmiotem obrotu na rynku sesyjnym i pozasesyjnym. Jedno prawo majątkowe odpowiada 1 kWh energii elektrycznej (porównaj opis w punkcie 7.1. oraz 7.2. w Rozdziale VIII Prospektu).

Przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię odbiorcom końcowym są objęte obowiązkiem zakupu praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji. W celu wypełnienia tego obowiązku nabywają prawa majątkowe w ilości określonej w przepisach prawa. Ilość wymaganych do umorzenia świadectw jest określona jako udział procentowy wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

Po zakończeniu roku świadectwa w odpowiedniej ilości są umarzane przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej. Prezes URE przekazuje TGE informacje o wydanych i umorzonych świadectwach pochodzenia z odnawialnych źródeł energii lub świadectwach pochodzenia z kogeneracji. W przypadku kiedy nie umorzono odpowiedniej ilości świadectw, konieczne jest uiszczenie opłaty zastępczej na rachunek Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. W przeciwnym razie na przedsiębiorstwo nakładana jest kara pieniężna.

3.6. Energia ze źródeł odnawialnych

Energia określana jako pochodząca ze źródeł odnawialnych to energia elektryczna i ciepło wytworzone w szczególności w elektrowniach wodnych i wiatrowych, z biomasy oraz biogazu, ze źródeł geotermalnych, ze słonecznych ogniw fotowoltaicznych lub kolektorów do produkcji ciepła.

W 2020 roku Polska powinna zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 (Dz.U. UE L. z 2009 roku, Nr 140, str. 16) osiągnąć co najmniej 15-procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto.

Obecne tendencje dotyczące produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce obrazuje poniższa Tabela 11.

Tabela 11: Produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce w latach 2006-2008.

	GWh		
	2006	2007	2008
Elektrownie zawodowe	**2.948**	**3.691**	**4.571**
współspalanie biomasy/biogazu	1.155	1.636	2,701
wodne (przepływowe)	1.793	2.056	1,870
Elektrownie przemysłowe i niezależne	**1.266**	**1.651**	**2.026**
Biogazowe	95	123	149
Na biomasę	670	715	673
Wodne	248	293	369
Wiatrowe	252	520	834
Razem produkcja ze źródeł odnawialnych	**4.213**	**5.343**	**6.596**
Udział produkcji ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych *	**3,7%**	**4,5%**	**5,5%**

* Sprzedaż energii elektrycznej z sieci odbiorcom końcowym oraz bezpośrednio z elektrowni

Źródło: ARE, Informacja statystyczna o energii elektrycznej, IV kwartał 2007, IV kwartał 2008 (tabela 5.2); ARE, Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2006, IV kwartał 2007 oraz IV kwartał 2008 (Tablica 2)

Według ARE, łączna zainstalowana moc elektrowni wiatrowych w Polsce na koniec 2008 roku wynosi 544,2 MW (dla porównania 306,2 MW w 2007 roku i 173 MW w 2006 roku) w 160 instalacjach (Informacja statystyczna o energii elektrycznej, IV kwartał 2007, IV kwartał 2008 – tabela 4).

Zgodnie ze Sprawozdaniem z działalności Prezesa URE za 2008 rok (Rozdział 2, punkt 1.2.1) do dnia 31 grudnia 2008 roku Prezes URE udzielił promes koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych o łącznej mocy 1.591,4 MW (51 instalacji), które zostaną zlokalizowane zarówno w głębi lądu, jak i na wybrzeżu. Wskazane wyżej promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej nie przewidują wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych morskich.

Według danych ARE (Informacja statystyczna o energii elektrycznej, IV kwartał 2007, IV kwartał 2008, dotycząca tylko elektrowni wodnych przepływowych), zainstalowana moc zawodowych elektrowni wodnych na koniec 2008 roku wyniosła 1,9 GW. Największy potencjał rozwoju elektrowni wodnych ma dorzecze Wisły, Odra, Warta, Dunajec, San, Bug i Bóbr. Największa koncentracja istniejących dużych i średnich elektrowni wodnych występuje w górskich obszarach na południu kraju, gdzie są najbardziej sprzyjające warunki budowy elektrowni. Łączny udział energii wytwarzanej w elektrowniach wodnych w Polsce jest stosunkowo niewielki ze względu na niekorzystne czynniki pogodowe, takie jak ilość i rozkład opadów, oraz geograficzne, takie jak płaski teren, chłonność gleby.

Oprócz energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach wodnych coraz większe ilości energii uzyskuje się w Polsce przez współspalanie biomasy z węglem w konwencjonalnych jednostkach wytwórczych. Wolumen energii wyprodukowanej we współspalaniu biomasy w 2008 roku wyniósł 3,4 TWh (w 2007 roku wolumen wyniósł 2,4 TWh). W 2008 roku współspalanie biomasy było realizowane w 30 blokach energetycznych, a wyprodukowana w ten sposób energia stanowiła 2,2% łącznej produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Informacje dotyczące przepisów regulujących docelowe wielkości rynku energii ze źródeł odnawialnych zawarte są w punkcie 7.1. w Rozdziale VIII.

4. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

4.1. Wprowadzenie

Przesyłanie energii elektrycznej polega na transporcie energii za pomocą sieci przesyłowych do sieci dystrybucyjnych lub – rzadziej – do odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowych. Do przesyłania energii wykorzystuje się sieci najwyższego i wysokiego napięcia. W Polsce działalność ta jest prowadzona wyłącznie przez jeden podmiot – operatora elektroenergetycznego systemu przesyłowego (OSP), tj. spółkę PSE Operator.

Dystrybucja energii elektrycznej polega na transporcie energii za pomocą sieci dystrybucyjnych w celu jej dostarczania odbiorcom końcowym. Do dystrybucji energii są wykorzystywane sieci wysokiego, średniego i niskiego napięcia. W Polsce działalność ta jest prowadzona przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje na dystrybucję energii elektrycznej. Część z tych przedsiębiorstw została wyznaczona na operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD).

4.2. Przesyłanie

Uznaje się, iż działalność przesyłowa stanowi monopol naturalny. W związku z tym w poszczególnych krajach, a także na szczeblu organów europejskich podejmuje się działania mające na celu wprowadzenie odrębnej regulacji tej działalności.

Celem działań Komisji Europejskiej jest wprowadzenie regulacji zapewniających prowadzenie tej działalności w sposób transparentny, z jednoczesnym zapewnieniem bezpieczeństwa poszczególnych systemów elektroenergetycznych. W szczególności wprowadzono regulacje nakazujące wydzielenie niezależnych operatorów systemów przesyłowych z pozostałych rodzajów działalności w sektorze elektroenergetycznym. Wśród

europejskich operatorów systemów przesyłowych wymienić można m.in.: spółki E.ON Netz GmbH, RWE Transportnetz Strom GmbH (Niemcy), Vattenfall Europe Transmission AG oraz Réseau de Transport d'Electricité (Francja), Terna S.p.A. (Włochy) i Red Electrica S.A. (Hiszpania).

Według Komisji Europejskiej prawne wydzielenie działalności w zakresie przesyłania energii elektrycznej umożliwiło liberalizację rynków energii elektrycznej przez:

– zapewnienie równego dostępu do sieci elektroenergetycznych;

– umożliwienie regulatorom rynku w poszczególnych krajach przeglądu i zatwierdzania taryf;

– przejrzystość części składowych cen energii elektrycznej dla odbiorców, poprzez jasne oddzielenie taryfy przesyłowej i dystrybucyjnej;

– umożliwienie poprawy wydajności poprzez lepszą porównywalność kosztów i jakości usług.

Aby przyspieszyć liberalizację sektora elektroenergetycznego, w 2009 roku Parlament Europejski i Rada przyjęła tzw. trzeci pakiet energetyczny, który ma m.in. zapewnić większy stopień swobody dostępu do sieci przesyłowych wszystkim producentom oraz przedsiębiorstwom obrotu energią elektryczną. Przepisy te przewidują własnościowe wydzielenie działalności przesyłowej (*unbundling* własnościowy) lub wydzielenie tej działalności w postaci ustanowienia niezależnego operatora systemu (tzw. ISO) lub niezależnego operatora przesyłowego (tzw. ITO) (porównaj punkt 3.2. oraz 3.10. w Rozdziale VIII Prospektu).

4.3. Dystrybucja

Działalność dystrybucyjna stanowi monopol naturalny na odpowiednim rynku lokalnym i podlega ścisłym regulacjom, zwłaszcza w zakresie taryf i planowania inwestycji (porównaj Rozdział VIII Prospektu).

W Europie rynek dystrybucji energii jest bardzo zróżnicowany. Paneuropejskie koncerny energetyczne, oprócz znaczącej pozycji na swoich rynkach macierzystych, często posiadają również udziały w rynkach dystrybucji w innych krajach (np. EdF w Wielkiej Brytanii, na Słowacji, Węgrzech i w Niemczech, Vattenfall w Niemczech oraz w Polsce). Jednocześnie, w wielu krajach rynek dystrybucji jest bardzo rozdrobniony – funkcjonuje wielu małych operatorów na odpowiednich rynkach lokalnych. W wyniku dążenia do wykorzystania przez uczestników rynku uczestniczących w procesach konsolidacji korzyści wynikających z ekonomii skali, w krajach europejskich zanotowano w ostatnich latach istotny spadek liczby spółek dystrybucyjnych.

Tabela 12: Liczba operatorów systemów przesyłowych i systemów dystrybucyjnych w różnych krajach Unii Europejskiej w 2007 roku.

	Liczba operatorów systemów przesyłowych	Liczba operatorów systemów dystrybucyjnych
Austria	3	130
Belgia	1	26
Cypr	1	1
Czechy	1	3
Dania	2	101
Estonia	1	40
Finlandia	1	89
Francja	1	148
Grecja	1	1
Hiszpania	1	329
Holandia	1	8
Irlandia	1	1
Litwa	1	2
Luksemburg	1	9
Łotwa	1	10
Niemcy	4	855
Norwegia	1	159
Polska	1	20*
Słowacja	1	3
Słowenia	1	1
Szwecja	1	175
Węgry	1	6
Wielka Brytania	1	18
Włochy	11	163

* Według stanu na 2008 rok

Źródło: Komisja Europejska, Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej (COM(2009)115), 11 marca 2009 roku, na podstawie danych regulatorów

Pomiędzy poszczególnymi krajami europejskimi występują istotne różnice w zakresie struktury własnościowej operatorów systemów dystrybucyjnych. W niektórych krajach udział kapitału prywatnego wynosi 100%, w innych dominują spółki państwowe. Silny trend w kierunku prywatyzacji operatorów systemów dystrybucyjnych i przejmowania kontroli nad nimi przez międzynarodowe grupy kapitałowe widoczny jest w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, przede wszystkim na Węgrzech, Słowacji oraz w Bułgarii i Rumunii.

W różnych krajach występują różne modele OSD. W Polsce usługi obsługi klienta są świadczone przez przedsiębiorstwa obrotu na rzecz OSD. Natomiast w innych krajach europejskich niektórzy OSD zajmują się także świadczeniem takich usług jak odczytywanie liczników, obsługa systemów bilingowych i obsługa klienta na rzecz przedsiębiorstw obrotu.

Równoważenie interesu klientów (przede wszystkim w zakresie cen oraz jakości usług) z interesem przedsiębiorstw pełniących funkcję operatorów systemów dystrybucyjnych jest zadaniem regulatorów w poszczególnych krajach. W sytuacji, gdy na danym rynku funkcjonuje większa liczba podmiotów będących operatorami systemów dystrybucyjnych, regulator stosuje zazwyczaj podejście wskaźnikowe (tzw. benchmarkingowe). W przypadku, gdy na rynku funkcjonuje niewielka liczba takich podmiotów, wykorzystuje się zwykle teoretyczne modele do szacowania kosztów działalności lub procedury kontroli kosztów (gdy do ustalania cen wykorzystuje się formułę „koszt plus").

Pomiędzy poszczególnymi krajami występują duże różnice w poziomie strat energii elektrycznej ponoszonych przez spółki dystrybucyjne, wynikające głównie z długości sieci i jej charakterystyki technicznej. Straty w sieci dystrybucyjnej wyznacza się w procesie bilansowania energii jako różnicę pomiędzy energią elektryczną wprowadzoną do sieci a energią oddaną. Energia wprowadzona to suma energii wyprodukowanej we wszystkich źródłach zlokalizowanych na terenie działania danego OSD (przyłączonych pośrednio lub bezpośrednio do sieci danego OSD) oraz energii wprowadzonej do sieci z sąsiednich OSD. Energia oddana to suma energii dostarczonej odbiorcom końcowym oraz energii oddanej do sąsiednich OSD. Wyznaczone w ten sposób straty bilansowe obejmują zarówno straty techniczne, jak i handlowe. Według danych na koniec 2006 roku najwyższy poziom strat odnotowany był na Węgrzech i w Rumunii, gdzie wyniósł odpowiednio 12,74% oraz 12,8%. Najniższy poziom strat, m.in. ze względu na niewielką powierzchnię kraju, występuje w Luksemburgu (1,72%). Według danych ARE (raport „Ocena strat energii elektrycznej oraz różnic bilansowych w sieciach spółek dystrybucyjnych", (tablica 3), lata 2003-2006, maj 2007 roku) średni poziom strat w Europie wynosi około 6-7%. W Polsce wskaźnik strat energii dla sieci niskich napięć wyniósł w 2006 roku 8,9%.

4.4. Główne podmioty działające w sektorze przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce

(i) Operator systemu przesyłowego

Pracą sieci wysokich i najwyższych napięć, wykorzystywanych do przesyłania energii elektrycznej, kieruje operator systemu przesyłowego (OSP). Zgodnie z Prawem Energetycznym polski operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Operator systemu przesyłowego pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych rodzajów działalności niezwiązanych z przesyłem energii elektrycznej.

Jedynym operatorem systemu przesyłowego w Polsce jest spółka PSE Operator, wyznaczona przez Prezesa URE do pełnienia tej roli na okres od 1 stycznia 2008 roku do 1 lipca 2014 roku. PSE Operator jest przedsiębiorstwem energetycznym prawnie, administracyjnie i zarządczo niezależnym od podmiotów działających w obszarze wytwarzania i obrotu.

Zgodnie z Prawem Energetycznym głównym celem działalności PSE Operator jest: dbałość o bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez efektywne realizowanie funkcji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, zapewnienie bezpiecznej i ekonomicznej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w warunkach gospodarki rynkowej i rozwoju konkurencji, w tym liberalnego, wolnego od dyskryminacji hurtowego rynku energii elektrycznej w Polsce, z uwzględnieniem wymiany międzynarodowej, dbałość o realizację funkcji operatora systemu przesyłowego w zgodzie z obowiązującymi przepisami Prawa Energetycznego i Dyrektywy 2003/54/WE.

Wytwórcy energii świadczą operatorowi systemu przesyłowego regulacyjne usługi systemowe (RUS). Usługi zapewniają utrzymanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych koniecznych do prawidłowego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Istnieje kilka rodzajów RUS: (i) operacyjne rezerwy mocy elektrowni cieplnych (rezerwa sekundowa, minutowa, odtworzeniowa); (ii) praca elektrowni cieplnych z przeciążeniem lub zaniżeniem; (iii) automatyczna regulacja napięcia i mocy biernej; (iv) gotowość do pracy w układach wydzielonych; (v) usługa pracy interwencyjnej świadczona przez PGE Energia Odnawialna obejmująca: rezerwę interwencyjną mocy czynnej gotowość; rezerwę interwencyjna mocy czynnej wykorzystanie; pracę kompensatorową, ARNE (automatyczne układy regulacji napięć i mocy biernej w węzłach wytwórczych).

Ogólne zasady dotyczące RUS opisane są w IRiESP (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych). Ceny i szczegółowe warunki współpracy dotyczące RUS określane są indywidualnie w umowach dwustronnych.

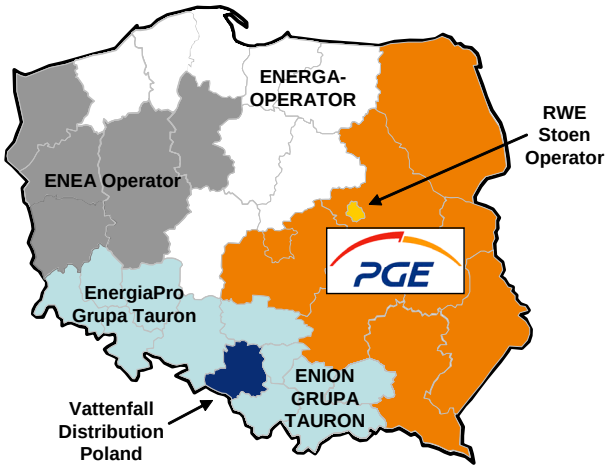
(ii) Operatorzy systemów dystrybucyjnych

Według stanu na dzień Prospektu 20 podmiotów w Polsce pełniło funkcje operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD).

Kluczowymi operatorami systemu dystrybucyjnego w Polsce jest osiem spółek z Grupy PGE (tj. LUBZEL Dystrybucja, ŁZE Dystrybucja, RZE Dystrybucja, ZEŁT, ZEB Dystrybucja, ZEORK Dystrybucja, ZEW-T Dystrybucja i ZKE Dystrybucja), a także ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA -OPERATOR S.A., Vattenfall Distribution Poland S.A., RWE Stoen Operator Sp. z o.o. oraz spółki z grupy Tauron: EnergiaPro Grupa Tauron S.A. oraz ENION GRUPA TAURON S.A.

Pozostali operatorzy systemu dystrybucyjnego to, zgodnie z danymi URE, działające lokalnie przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej, tj. Energetyka Dwory Sp. z o.o., ENERGOSERWIS KLESZCZÓW Sp. z o.o., POLENERGIA S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A., PKP ENERGETYKA Sp. z o.o. oraz Przedsiębiorstwo Energetyczne „ESV" S.A.

Poniższa mapa przedstawia przybliżony zasięg działalności kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce:



Źródło: Emitent

W poniższej tabeli przedstawiono porównanie zbiorczych danych dotyczących spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE z innymi grupami energetycznymi działającymi w Polsce w obszarze dystrybucji.

Tabela 13: Porównanie zbiorczych danych dotyczących spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE z innymi grupami energetycznymi działającymi w Polsce w obszarze dystrybucji

	Liczba odbiorców energii elektrycznej (mln)	Dystrybucja energii elektrycznej do odbiorców końcowych (TWh)	Udział w rynku dystrybucji wg ilości dostarczonej energii	Zasięg geograficzny (tys. km²)
Grupa PGE[1]	5,0	30,7	*26%*	122,4
Grupa Tauron	4,0[2]	32,5[3]	*27%*	53,0[4]
ENEA Operator	2,3[5]	16,5[3]	*14%*	58,2[4]
ENERGA-Operator	2,8[6]	20,1[3]	*17%*	74,5[4]
Vattenfall Distribution Poland	1,1[7]	11,2[3]	*9%*	4,1[4]
RWE Stoen Operator	0,9[8]	6,7[3]	*6%*	0,5[4]

Źródło:[1] Emitent, dane za 2008r; [2] Tauron, Wieści z holdingu, 11.2008; [3] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2008 rok; [4] ARE, Sytuacja finansowa przedsiębiorstw energetyki w 2006 roku, dane za 2006r; [5] Enea, raport roczny 2008; [6] Energa, strona internetowa; [7] Vattenfall, strona internetowa; [8] RWE, Raport RWE w Polsce

(iii) Infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna; struktura wiekowa sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Zgodnie z informacją przedstawioną na stronie internetowej PSE Operator na sieć przesyłową w Polsce składa się infrastruktura sieciowa obejmująca linie o napięciu od 110 kV do 750 kV, stacje energetyczne najwyższych napięć oraz transformatory. Łączne aktywa sieci przesyłowej w Polsce obejmują 236 linii (zarówno 400 kV, jak i 220 kV) oraz 106 podstacji najwyższych napięć.

Infrastruktura dystrybucyjna w Polsce obejmuje przede wszystkim majątek czternastu kluczowych operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy prowadzą działalność w oparciu o linie napowietrzne o napięciu 110 kV i 220 kV, linie średnich napięć oraz linie niskich napięć.

Ponadto część infrastruktury dystrybucyjnej w Polsce znajduje się w posiadaniu sześciu przedsiębiorstw energetyki przemysłowej. Podmioty te posiadają łącznie linie elektroenergetyczne stanowiące około 4% długości wszystkich linii służących do dystrybucji energii elektrycznej.

Sieć przesyłowa w Polsce składa się w dużej mierze z linii o napięciu 220 kV budowanych w latach 1952-1972, w znacznym stopniu zużytych technicznie. Ponadto znaczna część mocy z elektrowni zawodowych jest wyprowadzana poprzez rozdzielnie 220/110 kV, co powoduje nadmierne obciążenie sieci na tym poziomie napięcia. Dodatkowo, szczególnie w okresie letnim, występują ograniczenia wyprowadzenia mocy na poziomie 220 kV spowodowane przekraczaniem dopuszczalnych zwisów przewodów i ogólnym stanem technicznym sieci. Wysoki poziom zużycia infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej przekłada się na wyższy poziom strat energii podczas jej transportu oraz częstsze awarie.

Średni wiek sieci przesyłowych 220 kV w Polsce to około 25 lat, w porównaniu do około 20 lat w przypadku sieci 400 kV. Średni wiek transformatorów należących do OSP wynosi około 27 lat (PSE Operator, prezentacja „Sieci elektroenergetyczne w Polsce. Bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego", V Kongres Nowego Przemysłu, Warszawa 2-3 czerwca 2008). W przypadku sieci dystrybucyjnych ponad 50% linii i urządzeń ma więcej niż 30 lat.

W związku z powyższym odnowa i modernizacja sieci przesyłowych i dystrybucyjnych oraz tworzenie nowych sieci i łączy na obszarach o najniższym zagęszczeniu sieci (północna Polska) jest jednym z podstawowych celów inwestycyjnych w krajowym sektorze elektroenergetycznym.

5. Obrót energią elektryczną oraz instrumentami powiązanymi

5.1. Wprowadzenie

Kraje europejskie, których systemy elektroenergetyczne tworzą jeden wspólny europejski system elektroenergetyczny, są członkami UCTE. Polski system elektroenergetyczny połączony został z systemami krajów należących do UCTE w dniu 18 października 1995 roku. Odrębną część europejskiego rynku energii tworzy rynek skandynawski obejmujący Szwecję, Norwegię, Finlandię i Danię (Nordel). Rynek energii elektrycznej w Europie znajduje się w fazie przejściowej: nie są to już wyłącznie oddzielne rynki narodowe, ale jeszcze nie jest to jeden, zunifikowany rynek europejski.

Rynki energii w Europie można, ze względu na stopień zaawansowania rozwoju, podzielić na trzy rodzaje:

– rynki rozwinięte, gdzie mamy do czynienia z rynkiem płynnym, efektywnym transparentnym, w którym uczestniczy wiele podmiotów z instytucjami pełniącymi funkcję organizatora/animatora rynku (*Market Maker*). Funkcjonują tam rynki instytucjonalne – giełdy energii oferujące poza transakcjami SPOT również kontrakty terminowe i kontrakty na instrumenty pochodne (opcje, kontrakty różnicowe). Ponadto na rynkach rozwiniętych funkcjonują efektywne rynki pozagiełdowe (OTC) – w postaci platform brokerskich i rynków bilateralnych. Na rynkach rozwiniętych istnieją możliwości obrotu innymi instrumentami, np. uprawnieniami do emisji CO_2, jednostkami redukcji emisji CER (tzw. *Certified Emission Reduction*) oraz produktami powiązanymi, np. paliwami. Do rynków tych zaliczyć można rynek niemiecki, skandynawski, brytyjski i francuski, gdzie proces liberalizacji toczy się już od kilku lub kilkunastu lat. Rynki rozwinięte wykazują tendencje do stopniowej integracji, jak również obejmowania swoim zasięgiem coraz większej ilości produktów sektora energetycznego;

– rynki rozwijające się, gdzie proces organizacji handlu energią ograniczony jest przede wszystkim do transakcji na rynkach niesformalizowanych (bilateralnych). Na rynkach instytucjonalnych przeważają rynki SPOT oraz terminowe na stosunkowo krótkie okresy czasu. Na tych rynkach nie funkcjonują jeszcze w sposób płynny pozostałe instrumenty, takie jak wystandaryzowane kontrakty terminowe oraz instrumenty pochodne. Przykładem takiego rynku jest Polska, Czechy, Słowacja;

– rynki mało rozwinięte, gdzie proces liberalizacji dopiero się rozpoczyna i nie można mówić o płynnym i szerokim obrocie energią elektryczną, poza kontraktami bilateralnymi. Rynki takie funkcjonują w krajach, gdzie brak jest odpowiednich regulacji i instrumentów umożliwiających swobodne korzystanie z systemu handlu przez ich uczestników.

Proces liberalizacji związany m.in. z wdrażaniem przepisów Prawa Europejskiego ma miejsce na większości rynków europejskich. Od 1 lipca 2007 roku w większości krajów Unii Europejskiej konsumenci mogą wybierać dostawców energii bez żadnych ograniczeń (zasada TPA). W wielu krajach, na przykład w Austrii, Belgii, Czechach, Danii, Hiszpanii, Holandii, Irlandii, Niemczech, Portugalii oraz Wielkiej Brytanii (bez Irlandii Północnej), konsumenci już od dawna korzystają z tego prawa, ale w takich krajach jak Bułgaria, Francja, Litwa, Luksemburg, Polska, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Węgry oraz w Irlandii Północnej zaczęło ono obowiązywać dopiero w ostatnim okresie. Inne kraje, jak choćby Grecja i Estonia, wynegocjowały w tym zakresie późniejsze terminy wdrożenia odpowiednich przepisów Prawa Europejskiego.

Rynkami europejskimi wiodącymi w zakresie liberalizacji są rynek brytyjski (z prawa wyboru sprzedawcy skorzystało już około 48% odbiorców), niemiecki (jeden z najbardziej płynnych i efektywnych rynków) oraz rynki państw skandynawskich (szwedzki, norweski, duński i fiński).

Liberalizacja sektora energetycznego rozpoczęła się najpierw w tych państwach, gdzie obrót energią odbywał się na zasadach rynkowych i gdzie funkcjonowały giełdy energii oraz instrumentów pochodnych i produktów powiązanych. Przejawem początku liberalizacji było uzyskanie przez odbiorców prawa do swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, zapewnienie dostępu do sieci przesyłowych dla odbiorców końcowych, dystrybutorów i innych podmiotów gospodarczych poprzez tworzenie niezależnych operatorów sieci przesyłowych, zapewniających stały ekonomiczny rozdział działalności produkcyjnej i dostaw od przesyłania energii. Jednakże na niektórych rynkach mimo znacznej liberalizacji korzystający z prawa wyboru sprzedawcy stanowią nadal niewielki procent.

Handel na międzynarodowym rynku energią elektryczną odbywa się w formie transakcji zawieranych pomiędzy poszczególnymi firmami lub na giełdach energii. Do największych europejskich giełd energii należą EEX (*European Energy Exchange*), Nord Pool oraz Powernext. Uczestnikami EEX jest ponad 200 firm z 19 krajów. Nord Pool jest natomiast giełdą rynku skandynawskiego, a za jej pośrednictwem w handlu uczestniczy ponad 400 firm. Jedną z pierwszych giełd jest również Powernext S.A., która przy współudziale dużych firm energetycznych i finansowych o międzynarodowym zasięgu została utworzona w 2001 roku. Obroty dzienne na tej giełdzie sięgają 200 GWh, natomiast liczba uczestników tego rynku to około 70. Ponad 40 uczestników zawiera transakcje za pośrednictwem Powernext na rynku kontraktów terminowych.

Największe europejskie giełdy energii prowadzące obrót uprawnieniami do emisji CO_2 to angielska giełda European Climate Exchange (ECX), francuska giełda BlueNext, skandynawska giełda Nordpool oraz niemiecka giełda European Energy Exchange (EEX). European Climate Exchange prowadzi rynek kontraktów terminowych dla uprawnień do emisji EUA od kwietnia 2006 oraz jednostek redukcji CER od początku 2008 roku. ECX jest najpopularniejszą giełdą dla transakcji zawieranych w kontraktach terminowych. Francuska giełda BlueNext, wydzielona z giełdy Powernext od grudnia 2007, oferuje handel uprawnieniami EUA oraz jednostkami CER na rynku kontraktów spot oraz kontraktów terminowych. Giełda BlueNext jest obecnie najbardziej płynną giełdą, jeśli chodzi o rynek SPOT. European Energy Exchange prowadzi zarówno rynek SPOT, jak i kontraktów terminowych dla uprawnień EUA, a od dnia 26 marca 2008 roku także rynek kontraktów terminowych dla jednostek CER. Platforma obrotu Climex umożliwia swoim członkom, poza handlem energią, handel uprawnieniami EUA oraz jednostkami CER na rynku spot, jak również udział w aukcjach uprawnień do emisji CO_2.

Uczestnictwo podmiotów polskich we wskazanych powyżej transakcjach staje się tym powszechniejsze, że na polskim rynku CO_2 coraz aktywniej działają również zagraniczne instytucje finansowe, głównie banki posiadające działy wyspecjalizowane w tego typu transakcjach.

5.2. Obrót hurtowy w Polsce

Obrót hurtowy energią elektryczną w Polsce podlega regulacjom opisanym w Rozdziale VIII Prospektu. Rynek ten obejmuje transakcje dotyczące obrotu energią elektryczną i produktami powiązanymi, takimi jak: (i) prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, oraz (ii) uprawnienia do emisji gazów cieplarnianych (CO_2).

Na rynku hurtowym działają głównie podmioty wyspecjalizowane w obrocie energią elektryczną. Są to spółki obrotu hurtowego (takie jak PGE Electra, Energa Obrót S.A.), spółki sprzedaży detalicznej i producenci energii. Na rynku polskim od dłuższego czasu obecne są także spółki obrotu hurtowego należące do czołowych europejskich firm energetycznych.

Z uwagi na stosunkowo małą ilość połączeń transgranicznych i ograniczenia techniczne regulacji KSE obrót energią elektryczną w zdecydowanej większości koncentruje się w kraju, tj. między krajowymi dostawcami i odbiorcami.

Sposób działania rynku hurtowego jest zbliżony do pozostałych rynków europejskich. Z uwagi na ograniczoną liczbę uczestników rynku, większość transakcji zawierana jest na bazie umów bilateralnych. Pozostałe transakcje zawierane są za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii i platformy POEE oraz platform brokerskich typu TFS czy, od 2009 roku, GFI (GFI Group). Łączny wolumen energii sprzedanej w 2008 roku za pośrednictwem TGE i POEE (dotyczący dostawy w roku 2008) stanowił ok. 5,5% całego rynku hurtowego w Polsce. Wolumen obrotów funkcjonującej w 2008 roku platformy brokerskiej TFS na rynkach spot i terminowym (na rok 2008 i lata następne) osiągnął 13 TWh. Obecnie w Polsce dyskutowana jest koncepcja nałożenia na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii lub na publicznych przetargach (ryzyka związane z powyższym zostały opisane w punkcie 1.2.11. w Rozdziale II Prospektu).

Do zawierania transakcji na giełdach i platformach internetowych wykorzystywany jest przede wszystkim tzw. „rynek dnia następnego", umożliwiający kupno/sprzedaż energii z określeniem godziny fizycznej dostawy na 1-2 dni przed datą tej dostawy. Notowania na tym rynku odbywają się codziennie w systemie ciągłym i w tzw. fixingu (notowanie jednolite).

Ze względu na termin dostawy, rynek energii elektrycznej w Polsce można podzielić na rynek kasowy (SPOT) i terminowy z dostawą fizyczną. Rynek SPOT głównie koncentruje się wokół platform obrotu takich jak: POEE oraz Towarowej Giełdy Energii. Transakcje rynku terminowego realizowane są obecnie na POEE, TFS oraz GFI. W 2009 roku możliwe jest również zawieranie transakcji terminowych za pośrednictwem TGE, choć jak do tej pory rynek ten nie cieszy się dużym powodzeniem. Oprócz obrotu handlowego realizowany jest obrót techniczny na Rynku Bilansującym zarządzanym przez PSE Operator. W szczególności, Rynek Bilansujący stanowi techniczną platformę równoważenia popytu i podaży na rynku. Rozliczane są na nim różnice między ilościami energii planowanymi (zgłoszonymi grafikami dostaw) a rzeczywiście dostarczonymi/ odebranymi. Celem działania Rynku Bilansującego jest bilansowanie różnic pomiędzy transakcjami zawartymi między poszczególnymi uczestnikami rynku a rzeczywistym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Uczestnikami Rynku Bilansującego mogą być: wytwórcy, odbiorcy energii, rozumiani jako podmioty przyłączone do sieci objętej obszarem rynku bilansującego (w tym odbiorcy końcowi oraz odbiorcy sieciowi), spółki obrotu, giełdy energii oraz OSP jako przedsiębiorstwo bilansujące.

5.3. Sprzedaż detaliczna w Polsce

Pod pojęciem „rynek detaliczny" rozumie się relacje transakcyjne, w których jedną ze stron jest odbiorca końcowy. Na rynek detaliczny obrotu energią elektryczną w Polsce składa się około 14,29 mln odbiorców indywidualnych, zaliczanych w taryfach opracowywanych przez spółki obrotu do tzw. grupy taryfowej G (przede wszystkim gospodarstwa domowe i rolne) oraz około 1,58 mln odbiorców biznesowych i instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C).

W Polsce obrót energią elektryczną jest działalnością regulowaną i wymaga uzyskania koncesji zgodnie z przepisami Prawa Energetycznego (porównaj opis w punkcie 3.5. w Rozdziale VIII Prospektu). Według Sprawozdania z działalności Prezesa URE za rok 2008, na koniec 2008 roku przedsiębiorcy posiadali 332 ważne koncesje na obrót energią elektryczną, z czego 19 koncesji zostało wydanych dla podmiotów mających siedzibę poza granicami Polski. Największe udziały w rynku obrotu energią elektryczną mają grupy kapitałowe powstałe w wyniku niedawnych konsolidacji, kontrolowane przez Skarb Państwa (Grupa PGE oraz grupy Tauron, Enea, Energa) oraz dwie grupy kontrolowane przez inwestorów zagranicznych (GZE S.A. – Vattenfall AB i RWE Polska S.A.), które jednocześnie prowadzą działalność dystrybucyjną, obejmując siecią dystrybucyjną obszar całej Polski (porównaj tabelę w punkcie 1.2. niniejszego Rozdziału).

Od 1998 roku w Polsce stopniowo wprowadzano zasadę TPA (porównaj opis w punkcie 3.3. w Rozdziale VIII Prospektu). Początkowo dotyczyła ona tylko odbiorców komercyjnych, zaś od dnia 1 lipca 2007 roku wszyscy odbiorcy w Polsce mają prawo do korzystania z zasady TPA (porównaj informacje przedstawione w punkcie 3.3. w Rozdziale VIII Prospektu). W praktyce niewielu odbiorców w Polsce, zwłaszcza odbiorców indywidualnych, skorzystało dotychczas z zasady TPA, tj. zmieniło sprzedawcę po wejściu w życie tej zasady. Przykładowo, według danych ARE (Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego IV kwartały 2008) w 2008 roku wolumen energii elektrycznej dostarczonej przez OSD do odbiorców, którzy skorzystali z prawa wyboru sprzedawcy, wyniósł 12,9% całkowitej ilości energii elektrycznej dostarczonej w 2008 roku przez OSD.

Z zasady TPA w przeważającej mierze skorzystali do tej pory więksi odbiorcy o dużym zużyciu energii. Głównym powodem braku korzystania z zasady TPA przez gospodarstwa domowe jest fakt taryfowania tego segmentu przez URE oraz wynikające z tego niewielkie zróżnicowanie cenowe. Dodatkowo wskazywane są inne bariery korzystania z TPA, np.:

- brak dostatecznej wiedzy o prawach wynikających z zasady TPA;
- stosunkowo skomplikowane i długotrwałe procedury zmiany sprzedawcy;
- w przypadku dostawców – odmienne normy pomiarów, a w przypadku przedsiębiorstw – ryzyko związane z planowaniem profilu zużycia energii.

W efekcie poziom liberalizacji (otwarcia) rynku energii, mierzony udziałem energii sprzedawanej odbiorcom, którzy skorzystali z zasady TPA i zmienili sprzedawcę, pozostaje obecnie w Polsce stosunkowo niski.

Obowiązek przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE ma w Polsce istotny wpływ na sprzedaż detaliczną energii elektrycznej. Obecnie przedsiębiorstwa obrotu muszą przedstawiać do zatwierdzenia jedynie taryfy stosowane wobec odbiorców z grupy taryfowej G (przede wszystkim gospodarstwa domowe). Wobec innych odbiorców Prezes URE uznał, że rynek sprzedaży detalicznej ma charakter konkurencyjny i zwolnił przedsiębiorstwa z obowiązku przedstawiania tych taryf do zatwierdzenia. Bardziej szczegółowe informacje dotyczące taryf zostały zawarte w punkcie 5. w Rozdziale VIII oraz w punkcie 6.6.1. w Rozdziale XI Prospektu.

(i) Rodzaje odbiorców – grupy taryfowe

Prawo Energetyczne definiuje odbiorcę jako każdego, kto otrzymuje lub pobiera energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym. Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym odbiorcy są podzieleni na grupy taryfowe. Przynależność odbiorcy do grupy taryfowej zależy głównie od poziomu napięcia sieci, wartości mocy umownej oraz stref czasowych. Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym ceny lub stawki opłat mogą być różnicowane dla poszczególnych grup taryfowych z uwzględnieniem podziału doby i roku na strefy i okresy czasowe. Taryfa może przewidywać więcej niż jeden sposób podziału doby na strefy czasowe.

Zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym, taryfa, odpowiednio do zakresu wykonywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności, określa m.in. grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do tych grup. Poszczególne grupy taryfowe oznacza się w taryfach za pomocą liter i cyfr, według następujących zasad:

Pierwszy składnik oznaczenia grupy taryfowej stanowi litera, która oznacza odpowiednio:

A – poziom WN (napięcie znamionowe 110 kV);

B – poziom SN (napięcie znamionowe wyższe niż 1 kV, lecz niższe niż 110 kV);

C – poziom nN (napięcie znamionowe nie wyższe niż 1 kV);

G, R – niezależnie od poziomu napięcia zasilania (klienci indywidualni, w tym gospodarstwa domowe i rolne).

Drugi składnik oznaczenia grupy taryfowej stanowi cyfra, która oznacza odpowiednio:

1 – wartość mocy umownej nie wyższa niż 40 kW i prąd znamionowy zabezpieczenia przedlicznikowego nie większy niż 63 A;

2 – wartość mocy umownej wyższa niż 40 kW lub prąd znamionowy zabezpieczeń przedlicznikowych większy od 63 A.

Trzeci składnik oznaczenia grupy taryfowej stanowi cyfra, która oznacza liczbę rozliczeniowych stref czasowych:

1 – jednostrefowa;

2 – dwustrefowa;

3 – trzystrefowa;

4 – czterostrefowa.

Podział odbiorców na grupy taryfowe jest stosowany powszechnie, mimo istniejących w praktyce wątpliwości, w jakim zakresie Rozporządzenie Taryfowe ma zastosowanie do sytuacji, w której Prezes URE zwolnił przedsiębiorstwa obrotu z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Dalsze informacje na ten temat zawarto w punkcie 5. w Rozdziale VIII Prospektu.

(ii) Charakterystyka ilościowa odbiorców

Największa liczbowo grupa odbiorców to odbiorcy drobni (gospodarstwa domowe, gospodarstwa rolne, małe i średnie przedsiębiorstwa), o niewielkim jednostkowym zużyciu energii. Grupa tych odbiorców stanowi łącznie ok. 90% całkowitej liczby odbiorców, przy zużyciu na poziomie 25% całkowitego wolumenu energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym.

Tabela 14: Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym (według grup taryfowych)

	GWh		
	2006	**2007**	**2008**
Grupa taryfowa A	20.272	23.277	16.782*
Grupa taryfowa B	37.829	37.970	37.869
Grupa taryfowa C	20.966	21.713	22.459
Grupa taryfowa G	28.923	28.992	29.827
Odbiorcy pozataryfowi i inni (głównie odbiorcy TPA)	5.153	5.068	11.098
Razem	**113.144**	**117.020**	**118.034**

* W efekcie wprowadzenia zasady TPA odnotowano spadek sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców posiadających umowy kompleksowe przy jednoczesnym wzroście sprzedaży do odbiorców posiadających odrębne umowy sprzedaży. Efekt ten jest widoczny przede wszystkim u odbiorców podłączonych do sieci wysokiego napięcia

Źródło: ARE, Sytuacja w elektroenergetyce (Tablica 26), IV kwartały 2007, IV kwartał 2008, sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym łącznie z energią elektryczną do odsprzedania, bez uwzgl. elektrowni wodnych niewydzielonych

XIII. OPIS DZIAŁALNOŚCI GRUPY

1. Wprowadzenie

Grupa PGE jest największym holdingiem energetycznym w Polsce i jednym z największych w Europie Środkowej i Wschodniej pod względem zainstalowanych mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii. Jest przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo i prowadzi działalność w pięciu głównych liniach biznesowych (segmentach): (i) Wydobycie i Wytwarzanie, które obejmuje wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych, (ii) Energetyka Odnawialna – wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych, (iii) Obrót Hurtowy energią elektryczną i produktami powiązanymi, (iv) Dystrybucja energii elektrycznej oraz (v) Sprzedaż Detaliczna energii elektrycznej. Oprócz powyższych pięciu głównych linii biznesowych Grupa PGE prowadzi również działalność w innych obszarach, w tym w obszarze telekomunikacji. Istotną część działalności Grupy PGE stanowi działalność regulowana, która wymaga uzyskania koncesji, zatwierdzania taryf oraz posiadania szeregu innych decyzji i zezwoleń administracyjnych.

Grupa PGE w obecnym kształcie powstała w 2007 roku, w efekcie realizacji rządowej strategii dla sektora elektroenergetycznego określonej w Programie dla elektroenergetyki (porównaj opis w Rozdziale VII Prospektu). W skład Grupy PGE wchodzą dwie duże kopalnie węgla brunatnego (KWB Bełchatów, największa kopalnia odkrywkowa węgla brunatnego w Polsce i jedna z największych w Europie, oraz KWB Turów), 4 elektrownie (w tym Elektrownia Bełchatów, największa elektrownia opalana węglem brunatnym w Polsce i jedna z największych w Europie), 10 elektrociepłowni, 36 elektrowni wodnych, 1 farma wiatrowa, 8 operatorów systemu dystrybucyjnego, 8 Spółek Sprzedaży Detalicznej – spółek obrotu energią elektryczną na rynku detalicznym, spółka obrotu hurtowego (PGE Electra) oraz podmioty działające w innych branżach (w tym w sektorze telekomunikacji). Podstawowym paliwem dla elektrowni z Grupy PGE jest węgiel brunatny i węgiel kamienny, natomiast dla elektrociepłowni węgiel kamienny i gaz ziemny. Węgiel brunatny jest pozyskiwany z własnych złóż przez kopalnie KWB Bełchatów i KWB Turów. W roku 2008 podmioty z Grupy PGE wydobyły łącznie 45,1 mln ton węgla brunatnego, co stanowiło blisko 76% łącznego wydobycia węgla brunatnego w Polsce, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 21,2 mln ton.

Łączna osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej Grupy PGE na koniec 2008 roku wynosiła około 12,4 GW, co stanowiło około 35% udziału w krajowych mocach osiągalnych. Na dzień 30 czerwca 2009 roku wielkości te nie uległy istotnej zmianie. W roku 2008 podmioty z Grupy PGE wytworzyły łącznie około 56 TWh netto energii elektrycznej, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku – 26,4 TWh. W roku 2008 całkowita łączna osiągalna moc wytwórcza ciepła Grupy PGE wynosiła około 4 GW, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku pozostała na zbliżonym poziomie.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku sieć dystrybucyjna Grupy PGE obejmowała swoim zasięgiem obszar ponad 122 tys. km^2, co stanowi około 38% powierzchni kraju, i składała się z linii energetycznych o łącznej długości około 270 tys. km (wyłączając przyłącza) i blisko 87 tys. stacji elektroenergetycznych.

W roku 2008 Grupa PGE, poprzez Spółki Sprzedaży Detalicznej, PGE Electra oraz spółki z obszaru wydobycia i wytwarzania, sprzedała łącznie blisko 31 TWh energii elektrycznej do ponad 5 mln odbiorców końcowych, zarówno gospodarstw domowych, jak i klientów biznesowych. Dodatkowo w 2008 roku Grupa PGE sprzedała łącznie około 22 mln GJ ciepła. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku Grupa PGE sprzedała łącznie 15 TWh energii elektrycznej do ponad 5 mln odbiorców końcowych. W tym samym okresie Grupa PGE sprzedała łącznie ponad 12 mln GJ ciepła. Informacje na temat udziału Grupy PGE w krajowym wydobyciu węgla brunatnego, krajowej produkcji energii elektrycznej oraz krajowym rynku dystrybucji energii elektrycznej przedstawione zostały w punktach 3.-5. w Rozdziale XII Prospektu.

Poniższa tabela przedstawia wybrane kluczowe wielkości (przychody ze sprzedaży, EBITDA, EBIT) dotyczące działalności Grupy PGE w podziale na główne linie biznesowe Grupy w 2008 roku oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku (w mln PLN)

Tabela 1: Wybrane kluczowe wielkości dotyczące działalności Grupy PGE

	Przychody ze sprzedaży w poszczególnych segmentach*		Zysk operacyjny powiększony o amortyzację (EBITDA**)		Zysk operacyjny (EBIT)	
	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009 r.	2008	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009 r.	2008	6 miesięcy zakończonych 30.06.2009 r.	2008
	(po przeglądzie)	(zbadane)	(po przeglądzie)	(zbadane)	(po przeglądzie)	(zbadane)
Wydobycie i Wytwarzanie	6.505,8	10.299,6	2.922,4	4.135,4	2.176,8	2.644,2
Obrót Hurtowy	6.190,8	10.528,6	212,5	119,3	199,8	71,2
Dystrybucja	2.326,3	4.756,2	618,3	1.046,3	207,9	232,1
Sprzedaż Detaliczna	6.159,8	10.692.4	209,7	80,9	206,1	74,5
Energetyka Odnawialna	237,4	525,0	93,5	197,2	39,9	115,7

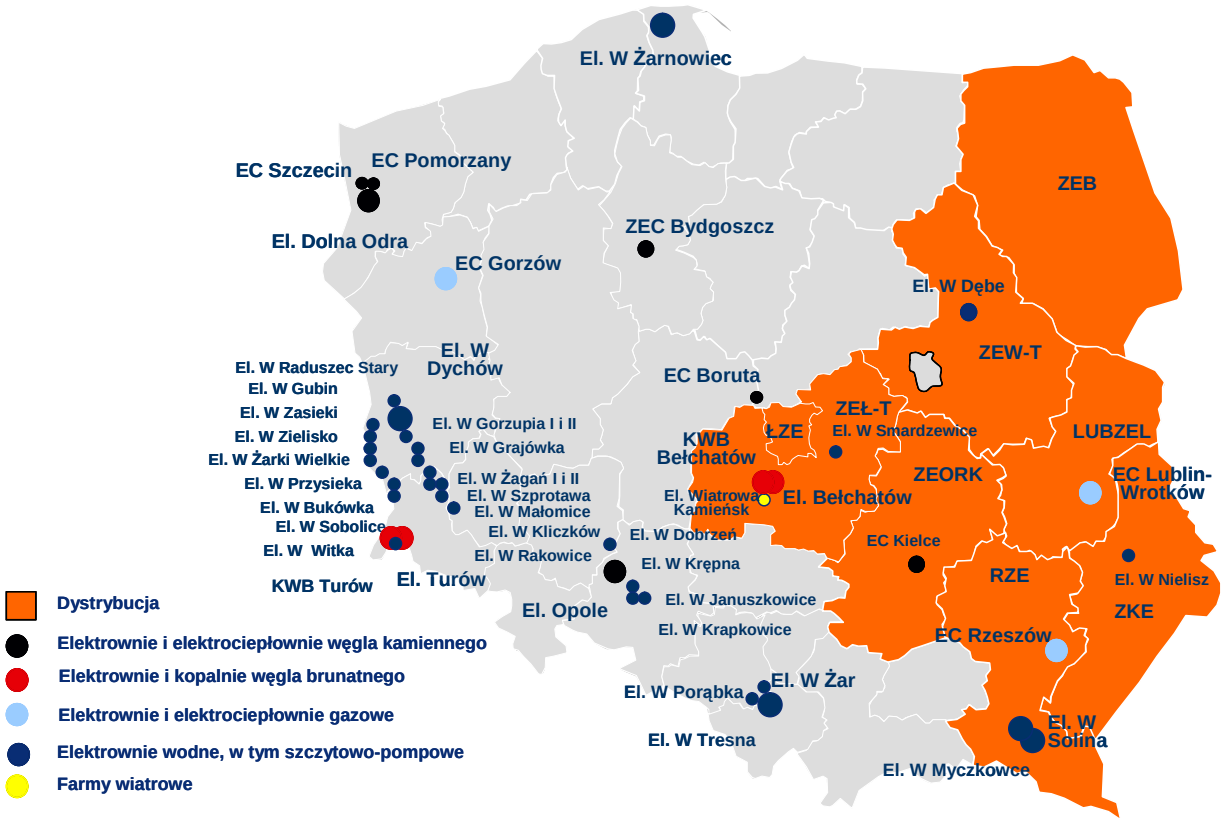
* Przychody ze sprzedaży przed wyłączeniami konsolidacyjnymi

** W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu

ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki

Źródło: Emitent

Poniższa mapa przedstawia lokalizację głównych aktywów Grupy PGE w poszczególnych liniach biznesowych:



2. Przewagi konkurencyjne

Grupa PGE posiada następujące przewagi konkurencyjne:

Grupa PGE jest największym holdingiem energetycznym na polskim rynku i jednym z największych w Europie Środkowej i Wschodniej.

– Grupa PGE jest liderem wśród polskich grup energetycznych. Udział Grupy PGE w krajowym rynku wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na koniec 2008 roku mierzony produkcją energii elektrycznej netto wyniósł około 42%. Pod względem posiadanych mocy wytwórczych Grupa PGE plasuje się na 13. miejscu w Unii Europejskiej.

– Korzyści skali płynące z rozmiarów działalności Grupy PGE przekładają się na umocnienie jej pozycji wobec dostawców paliw, surowców i technologii.

Grupa PGE jest zintegrowaną pionowo grupą energetyczną, która posiada atrakcyjne aktywa w obszarze wydobycia, wytwarzania, dystrybucji i obrotu energią elektryczną.

– Grupa PGE dysponuje dwiema największymi w Polsce kopalniami węgla brunatnego, najtańszego z paliw w krajowej energetyce konwencjonalnej, co znacząco ogranicza zależność Grupy od dostawców oraz ryzyka wahań cen innych paliw. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, blisko 68% energii elektrycznej wytwarzanej było przez Grupę PGE w oparciu o własne zasoby węgla brunatnego.

– Grupa PGE jest jedyną krajową grupą energetyczną posiadającą nadwyżkę energii produkowanej w stosunku do energii sprzedawanej odbiorcom końcowym, co umożliwia lokowanie własnej energii na rynkach hurtowych, a ograniczenia dostępności transgranicznych mocy przesyłowych ograniczają ryzyko konkurencji związanej z importem tańszej energii spoza kraju.

– Grupa PGE posiada moce wytwórcze wytwarzające energię elektryczną w oparciu o różne technologie, pracujące w obciążeniu podstawowym, a także elektrownie szczytowo-pompowe. Łączna moc osiągalna Grupy PGE wynosi około 12,4 GW. Na tle krajowej konkurencji Grupa PGE dysponuje relatywnie nowymi i zdywersyfikowanymi pod względem technologicznym aktywami wytwórczymi.

– Integracja pionowa wytwarzania energii z dostępem do końcowych odbiorców stanowi zabezpieczenie zbytu dla znacznej części działalności wytwórców Grupy.

– Działalność dystrybucyjna Grupy PGE przynosi stabilne przychody.

Potencjał związany z planami rozwoju mocy wytwórczych i posiadanym doświadczeniem w tym zakresie.

– Grupa PGE opracowała plany inwestycyjne zmierzające do zwiększenia mocy wytwórczych Grupy w związku z rosnącym, w okresie długoterminowym, popytem krajowym, co pozwoli Grupie PGE zachować czołową pozycję rynkową. Grupa PGE dysponuje dużym doświadczeniem wynikającym z realizacji złożonych przedsięwzięć energetycznych, obecnie prowadzi budowę bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów – jednego z największych w Europie.

– Grupa PGE ma możliwość instalowania nowych mocy wytwórczych w obecnych lokalizacjach, co w przyszłości będzie przekładać się na skrócenie okresu realizacji inwestycji oraz zmniejszenie ich kosztów.

– Dzięki doświadczeniu w obszarze wydobycia, Grupa PGE ma także możliwość wykorzystania znaczących polskich zasobów węgla brunatnego wynoszących w Polsce łącznie 14 mld ton, w złożach udokumentowanych (przy około 60 mln ton krajowego zużycia w 2008 roku).

Znaczący potencjał finansowy zapewnia możliwość dynamicznego rozwoju – zarówno organicznego, jak i przez przejęcia.

– Wyniki Grupy PGE dają możliwość uzyskiwania wysokiej rentowności, EBITDA Grupy PGE w 2008 roku wyniosła 5.846,5 mln PLN, zaś marża EBITDA 28,4%. Z kolei w pierwszym półroczu 2009 roku EBITDA Grupy wyniosła 4.208,4 mln PLN, zaś marża EBITDA wzrosła do 37,9%.

– Trwająca integracja Grupy oraz optymalizacja jej struktury i kosztów operacyjnych według różnych szacunków dają możliwość uzyskania dalszych oszczędności w wysokości do 1 mld PLN w ciągu trzech lat od zakończenia procesu konsolidacji.

– Sytuacja finansowa Grupy pozwala na realizowanie ambitnych planów inwestycyjnych, w tym poprzez przejęcia i realizację wspólnych przedsięwzięć zarówno w Polsce, jak i w całym regionie. Przy sumie bilansowej na koniec 2008 roku w kwocie 47.192,3 mln PLN, kapitałach własnych w wysokości około 30.175,6 mln PLN, Grupa PGE ma duży potencjał finansowania inwestycji zarówno z własnych środków, jak i ze źródeł zewnętrznych.

3. Strategia Grupy PGE

3.1. Wprowadzenie

Nadrzędnym celem Grupy PGE jest zwiększanie jej wartości poprzez zyskowne zaspokajanie potrzeb odbiorców energii elektrycznej i ciepła. Strategia Grupy PGE zakłada cztery główne kierunki działań, które mają zapewnić wzrost wartości Grupy:

– ekspansja krajowa i zagraniczna;

– budowa firmy zintegrowanej;

– poprawa efektywności; oraz

– poprawa konkurencyjności i otoczenia regulacyjnego.

Przy opracowaniu pierwszej strategii Grupy PGE przyjętej przez Radę Nadzorczą w dniu 19 grudnia 2007 roku brano pod uwagę przede wszystkim: (i) wzrastający, w okresie długoterminowym, popyt na energię zarówno w Polsce, jak i w całej Europie; (ii) postępującą liberalizację rynku; (iii) znaczne potencjalne korzyści wynikające z poprawy efektywności wykorzystania aktywów Grupy PGE poprzez właściwe zarządzanie. Strategia Grupy PGE podlega okresowej aktualizacji w związku ze zmieniającymi się warunkami zewnętrznymi, do których zalicza się w szczególności polityka ochrony środowiska w Unii Europejskiej. W dniu 28 kwietnia 2009 roku Rada Nadzorcza przyjęła aktualizację Strategii Grupy PGE w zakresie działań dotyczących ekspansji krajowej i zagranicznej oraz budowy firmy zintegrowanej. Główne cele strategiczne Grupy PGE pozostają niezmienne.

3.2. Ekspansja krajowa i zagraniczna

Grupa PGE dąży do osiągnięcia pozycji wiodącego przedsiębiorstwa energetycznego w regionie Europy Środkowej. W tym celu Grupa PGE zamierza:

– **Rozwijać zdywersyfikowany portfel mocy wytwórczych poprzez budowę nowych jednostek wytwarzających energię z wykorzystaniem paliw konwencjonalnych, odnawialnych źródeł energii oraz technologii jądrowej:** celem Grupy PGE jest zwiększenie obecnego udziału w rynku wytwórczym. Biorąc pod uwagę przewidywany niedobór mocy wytwórczych w Polsce po 2014 roku, celem Grupy PGE jest budowa do roku 2025 około 13,1 GW nowych mocy wytwórczych i produkcja energii elektrycznej na poziomie około 121 TWh rocznie. W celu zapewnienia długoterminowej konkurencyjności źródeł wytwórczych opartych o paliwa kopalne, Grupa PGE zamierza także rozwijać nowe, niskoemisyjne technologie energetycznego wykorzystania węgla.

- **Przygotować się do uruchomienia programu budowy elektrowni jądrowych w Polsce:** Grupa PGE analizuje możliwość wybudowania dwóch elektrowni jądrowych o zakładanej wstępnie mocy do około 3.000 MW każda, przy założeniu, że oddanie do eksploatacji pierwszego bloku w pierwszej elektrowni jądrowej nastąpiłoby do końca 2020 roku, a następnych bloków, za kolejne dwa do trzech lat każdy. Emitent zakłada, że inwestycja mogłaby zostać zrealizowana przez spółkę celową z udziałem Emitenta nie mniejszym niż 51%.
- **Budować i pozyskiwać jednostki wytwórcze wykorzystujące energię ze źródeł odnawialnych (elektrownie wiatrowe – morskie i lądowe, elektrociepłownie wykorzystujące biomasę, biopaliwa, biogaz, współspalanie oraz elektrownie wodne):** celem Grupy PGE jest wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych (tzw. energii „zielonej") w ilościach nie mniejszych niż wymagane przepisami prawa dla dostaw energii elektrycznej dla własnych odbiorców końcowych. Przewidujemy produkcję energii „zielonej" przez Grupę PGE w roku 2012 na poziomie około 3,5 TWh rocznie oraz około 11,9 TWh w 2025 roku.
- **Zapewnić posiadanie znacznych własnych zasobów paliw energetycznych:** Grupa rozpoczęła eksploatację złóż węgla brunatnego w Polu Szczerców należącym do złoża Bełchatów. W dalszej przyszłości Grupa PGE rozważa ubieganie się o uzyskanie koncesji i rozpoczęcie eksploatacji innych niezagospodarowanych jeszcze złóż węgla brunatnego w Polsce, wraz z budową nowych jednostek wytwórczych w ich pobliżu.
- **Inwestować w rozwój sieci dystrybucyjnych**: Grupa PGE planuje dalsze inwestycje w rozwój sieci dystrybucyjnych, w celu poprawienia jakości usług dystrybucyjnych, zmniejszenia poziomu strat energii w sieciach dystrybucyjnych, poprawy pewności zasilania, zapewnienia możliwości zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej i generacji rozproszonej. W tym zakresie Grupa PGE działać będzie we współpracy z Prezesem URE i jednostkami samorządu terytorialnego.
- **Dokonywać akwizycji w Polsce oraz w krajach Europy Środkowej i Wschodniej (w tym w Niemczech)**: W zakresie transakcji zagranicznych, wybór krajów, w których Grupa PGE będzie dokonywała inwestycji, opiera się na założeniu, że ze względu na swoje położenie geograficzne Polska może stać się rynkiem łączącym rynki Unii Europejskiej z rynkami wschodnimi. Najważniejszą przesłanką do podejmowania decyzji o akwizycji na danym rynku będzie ocena jego potencjału w zakresie dalszej ekspansji i możliwości zdobycia przez Grupę PGE znaczącej pozycji oraz uzyskania odpowiedniego zwrotu z zainwestowanego kapitału.

3.3. Budowa firmy zintegrowanej

W związku z niedawnym utworzeniem Grupy PGE (porównaj opis w punktach 1.-6. w Rozdziale VII Prospektu), ważnym celem strategicznym Grupy PGE jest zapewnienie jej odpowiedniej integracji oraz spójności działań wszystkich podmiotów wchodzących w jej skład z działaniami i celami Grupy jako całości. Grupa PGE podejmuje następujące działania w tym zakresie:

- **Wdrożenie optymalnej struktury zarządczej**: opracowano projekt konsolidacji Grupy PGE, zgodnie z którym w każdej z linii biznesowych Grupy działać będzie jedna spółka skupiająca całość aktywów oraz działalność operacyjną z danego obszaru tj.: (i) spółka skupiająca całość aktywów wydobywczo-wytwórczych w obszarze energetyki konwencjonalnej; (ii) spółka skupiająca całość aktywów wytwórczych w obszarze energetyki odnawialnej; (iii) spółka skupiająca działalność w obszarze energetyki jądrowej; (iv) spółka skupiająca całość aktywów w obszarze dystrybucji energii; (v) spółka skupiająca działalność operacyjną w obszarze sprzedaży hurtowej oraz (vi) spółka skupiająca działalność operacyjną w obszarze sprzedaży detalicznej (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu).
- **Centralizacja wybranych funkcji**: w celu maksymalizacji korzyści z efektów synergii uzyskanych z integracji Grupy, docelowo, po wdrożeniu programu konsolidacji Grupy PGE, Emitent ma pełnić funkcję jedynego centrum korporacyjnego Grupy PGE, które odpowiadać będzie za ustalenie modelu zarządzania Grupą, jej efektywność, wyznaczanie celów i kontrolę ich realizacji, zaś spółki odpowiedzialne za każdą z linii biznesowych koncentrować będą się przede wszystkim na działalności podstawowej oraz wdrażaniu strategii w ramach danej linii biznesowej, planowaniu i prowadzeniu jej działalności operacyjnej, kontrolingu biznesowym, zakupach, realizacji polityki zarządzania zasobami ludzkimi, polityki marketingowej i komunikacyjnej, polityki dialogu społecznego i zarządzaniu ryzykiem (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu).
- **Uporządkowanie struktury kapitałowej:** zgodnie z opracowanym projektem konsolidacji Grupy PGE, w celu uproszczenia jej struktury kapitałowej oraz umożliwienia skutecznego nadzoru właścicielskiego przewiduje się skupienie aktywów spoza głównych obszarów działalności Grupy PGE w podmiocie, który zoptymalizuje zarządzanie tymi aktywami celem ich zbycia poza Grupę; ponadto przewiduje się utworzenie niskokosztowego centrum usług wspólnych (CUW), którego celem będzie efektywne świadczenie wybranych funkcji wsparcia dla pozostałych podmiotów z Grupy PGE, w tym w zakresie księgowości, informatyki, administracji kadrowej, rachuby płac i zakupów. Uruchomienie Centrum Usług Wspólnych pozwoli na skupienie w spółkach odpowiedzialnych za linie biznesowe wyłącznie ich podstawowej działalności. Do dnia Prospektu wydzielono CUW w zakresie IT.

3.4. Poprawa efektywności

Poprawa efektywności jest jednym z podstawowych warunków budowy wartości Grupy PGE. Strategia Grupy PGE w tym zakresie zakłada podjęcie następujących działań:

- **Realizację synergii integracyjnych**: obejmującej poprawę efektywności kosztowej i inwestycyjnej poprzez wykorzystanie efektu skali (w tym: centralizacja zakupów, zarządzanie zapasami), koordynacja działania jednostek wytwórczych (pozyskiwanie praw do emisji CO_2, zarządzanie mocami wytwórczymi, działanie w ramach grupy bilansującej), redukcję zapotrzebowania na środki z finansowania zewnętrznego i odpowiednie ich wykorzystanie (optymalna alokacja kapitału), jak również centralizację wybranych funkcji (integracja systemów IT, marketing dla jednej marki).

– **Obniżenie kosztów wydobycia węgla brunatnego, wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i wytwarzania ciepła**: obejmującej m.in. wzrost dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz zmniejszenie strat sieciowych w obszarze dystrybucji, wprowadzenie w życie programów oszczędnościowych i optymalizacyjnych (m.in. „Programu Integracja" w ramach linii biznesowej Wydobycie i Wytwarzanie oraz programu „OPTIMA" w ramach linii biznesowej Dystrybucja).

– **Optymalizację inwestycji**: obejmującej wdrożenie centralnego, zintegrowanego planowania i oceny planowanych inwestycji i projektów.

PGE traktuje poprawę efektywności jako stały proces. Jednocześnie Zarząd ocenia, że jej skuteczność jest w pełni związana z ogólną sprawnością organizacyjną, która może być istotnie poprawiona dzięki realizacji projektu konsolidacji Grupy PGE, opisanego w punkcie 3.2. powyżej. W konsekwencji Zarząd PGE planuje, że działania z obszaru poprawy efektywności zostaną znacznie zintensyfikowane bezpośrednio po zrealizowaniu projektu konsolidacji Grupy PGE, co powinno nastąpić do 31 sierpnia 2010 roku (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu). Ta druga faza poprawy efektywności może, według oczekiwań Zarządu, zająć od 3 do 5 lat i przynieść istotne oszczędności.

3.5. Poprawa konkurencyjności i otoczenia regulacyjnego

W zakresie poprawy konkurencyjności strategia Grupy PGE obejmuje następujące obszary i działania:

– **Utworzenie konkurencyjnych służb handlowych**: strategicznym celem Grupy PGE jest dążenie do zwiększenia udziału w rynku detalicznym energii elektrycznej. W tym celu Grupa PGE zamierza opracowywać i rozwijać nowoczesne strategie sprzedaży i marketingu, w oparciu o doświadczenia własne, jak i z innych sektorów (np. telekomunikacji). Strategia Grupy PGE zakłada intensyfikację działań w celu poprawy jakości obsługi klienta, zwiększenia satysfakcji i lojalności klientów (m.in. program „Kontegra" w ramach linii biznesowej Sprzedaż Detaliczna).

– **Wspieranie budowy konkurencyjnego rynku energii elektrycznej**: konkurencyjny rynek i kształtowany na takim rynku poziom cen powinny zapewnić skuteczniejsze warunki ekonomiczne dla rozwoju Grupy, w tym dla realizacji planowanych inwestycji. W tym celu Grupa PGE zamierza prowadzić handel zapewniający równe traktowanie wszystkich kontrahentów, wspierać rozwój zorganizowanych platform obrotu, sprzedawać energię w ramach kontraktów wieloletnich poprzez różne formy przetargów oraz rozwijać nowe produkty na rynku hurtowym związane z obrotem energią.

W zakresie poprawy otoczenia regulacyjnego strategia Grupy PGE zakłada promowanie nowoczesnych, prorynkowych regulacji, na szczeblu krajowym i międzynarodowym, przede wszystkim w obszarze taryfowania działalności sieciowej oraz wymagań ochrony środowiska. Jakość, klarowność i kierunki tych regulacji będą miały istotny wpływ na rozwój Grupy. Grupa PGE zamierza nadal brać aktywny udział w pracach legislacyjnych oraz konsultacjach społecznych i branżowych.

3.6. Program inwestycyjny

3.6.1. Wprowadzenie

Program inwestycyjny Grupy PGE ma umożliwić osiągnięcie kluczowych celów wyznaczonych w strategii Grupy PGE. Program inwestycyjny na lata 2009-2012 zakłada przeznaczenie kwoty około 38,9 mld PLN na wzrost organiczny, przejęcia wybranych przedsiębiorstw oraz projekty JI/CDM. W ramach powyższej kwoty Grupa PGE planuje zainwestować: (i) około 8,2 mld PLN w budowę nowych elektrowni konwencjonalnych opalanych paliwami kopalnymi, (ii) około 8,9 mld PLN w budowę odnawialnych źródeł energii – głównie lądowych i morskich elektrowni wiatrowych, instalacji biogazowych oraz małych elektrowni wodnych, (iii) około 9,5 mld PLN w modernizację istniejących aktywów wydobywczych i wytwórczych, (iv) około 2 mld PLN na inwestycje w nowe technologie wytwarzania energii (w tym blok IGCC, instalację CCS) oraz wstępne prace przygotowawcze do budowy elektrowni jądrowych; jak również (v) około 5,5 mld PLN w modernizację i rozwój aktywów dystrybucyjnych. Ponadto Grupa PGE w programie inwestycyjnym na lata 2009-2012 planuje przeznaczenie dodatkowej kwoty do 4,8 mld PLN na przejęcia wybranych przedsiębiorstw oraz projekty JI/CDM i inwestycje w obszarze obrotu hurtowego i detalicznego. Z uwagi na specyfikę procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym Grupa PGE planuje znaczące nakłady inwestycyjne w okresach dłuższych, sięgających kilkunastu lat.

W ramach integracji Grupy PGE wprowadzono spójną i jednolitą metodologię oceny projektów inwestycyjnych w Grupie PGE. Od kwietnia 2008 roku w Grupie funkcjonuje zespół ekspercki (Komitet Inwestycyjny), który opiniuje i rekomenduje strategiczne zadania inwestycyjne w poszczególnych spółkach Grupy, oceniając ich zgodność z przyjętą strategią Grupy. Komitet Inwestycyjny opiniuje planowane inwestycje przekraczające 80 mln PLN dla inwestycji rozwojowych, 40 mln PLN dla inwestycji modernizacyjnych i odtworzeniowych oraz inne zadania inwestycyjne wskazane przez Zarząd jako szczególnie istotne dla rozwoju Grupy. Przy ocenie projektów Komitet Inwestycyjny bierze pod uwagę m.in. następujące kryteria:

– zgodność ze strategią Grupy PGE;

– spełnianie wymogów dotyczących oczekiwanych wskaźników ekonomicznych;

– akceptowalność ryzyk związanych z projektem;

– dostępność środków finansowych na realizację projektu.

Realizacja procesu inwestycji rozwojowych w Grupie PGE dzieli się na następujące fazy: (i) fazę przedinwestycyjną, obejmującą okres od powstania pomysłu inwestycyjnego, poprzez wstępną ocenę wykonalności i opłacalności projektu, wstępne zaplanowanie procesu inwestycyjnego i przygotowanie rekomendacji, aż do uzyskania pozytywnej opinii Komitetu Inwestycyjnego oraz kierunkowej decyzji Zarządu na temat zasadności rozpoczęcia fazy przygotowania do realizacji inwestycji oraz wprowadzenia danego projektu do programu inwestycyjnego; (ii) fazę przygotowania inwestycji do realizacji, obejmującą okres od wprowadzenia projektu do programu inwestycyjnego aż do uzyskania przez właściwy podmiot z Grupy PGE wszystkich koniecznych pozwoleń, kontraktów, licencji, finansowania i zgód korporacyjnych niezbędnych do rozpoczęcia realizacji inwestycji; faza ta kończy się uzyskaniem pozytywnej opinii Komitetu Inwestycyjnego dotyczącej gotowości projektu do realizacji, która z kolei stanowi podstawę dla podjęcia przez Zarząd decyzji o rekomendacji skierowania projektu do fazy realizacji, oraz (iii) fazy realizacji inwestycji, obejmującej okres od rozpoczęcia realizacji do momentu oddania inwestycji do eksploatacji.

Specyfika procesów inwestycyjnych w sektorze elektroenergetycznym, jak również wieloletnie okresy ich przygotowania i realizacji, a także zmienne w czasie uwarunkowania ekonomiczne i prawne sprawiają jednak, że nie wszystkie ze wskazanych poniżej projektów inwestycyjnych Grupa PGE będzie kierować do realizacji. Powyższe odpowiada polityce Grupy, zgodnej z praktyką innych podmiotów z sektora elektroenergetycznego, polegającej na analizie i przygotowaniu większej liczby projektów inwestycji rozwojowych niż ostatecznie realizowane. Decyzja o skierowaniu poszczególnych projektów do realizacji jest podejmowana indywidualnie, przy uwzględnieniu m.in. ich opłacalności w aktualnych warunkach ekonomicznych i prawnych oraz możliwości zapewnienia ich finansowania. Ponadto, występujące ryzyka (porównaj m.in. opis w punktach 1.3.7., 1.3.8., 1.3.9. i 1.3.11. w Rozdziale II Prospektu) mogą wpłynąć na przesunięcie przewidywanych terminów realizacji poszczególnych projektów oraz modyfikacje ich zakresu rzeczowego. W szczególności dotyczy to inwestycji w zakresie morskich elektrowni wiatrowych, których do tej pory nie realizowano w Polsce, jak również innych projektów (np. bloków węglowych, dla których decydujące znaczenie będą miały ostateczne rozwiązania prawne dotyczące rozdziału i ceny rynkowej uprawnień do emisji CO_2 oraz przyjęte rozwiązania prawne dotyczące stosowania instalacji CCS). Podobnie, rozwój energetyki jądrowej wymagać będzie uregulowania energetyki jądrowej w przepisach prawa (porównaj opis w punkcie 4. w Rozdziale VIII Prospektu).

Głównymi źródłami finansowania programu inwestycyjnego Grupy PGE będą środki generowane z podstawowej działalności Grupy PGE (porównaj opis w punkcie 6. w Rozdziale XI Prospektu), środki pochodzące z finansowania zewnętrznego, w tym z planowanej przez Grupę PGE emisji euroobligacji, jak również środki uzyskane z Oferty (porównaj opis w Rozdziale III Prospektu). Spółka wstępnie szacuje, że około połowy środków na sfinansowanie programu inwestycyjnego pochodzić będzie ze środków własnych, a pozostała część ze źródeł zewnętrznych, w tym kredytów oraz papierów dłużnych.

3.6.2. Inwestycje rozwojowe w obszarze energetyki konwencjonalnej

Planowane nakłady na inwestycje rozwojowe w energetyce konwencjonalnej objęte programem inwestycyjnym Grupy PGE w okresie do 2012 roku wynoszą około 8,2 mld PLN. Aktualnie najważniejszymi rozwojowymi projektami inwestycyjnymi Grupy PGE, których rozpoczęcie, kontynuowanie lub zakończenie przewiduje się w okresie 2009-2012, są między innymi:

Projekty inwestycyjne w fazie realizacji:

- Dokończenie budowy nowego bloku energetycznego w Elektrowni Bełchatów: oddanie tego bloku do eksploatacji przewidziane jest na 2011 rok. Moc nowego bloku brutto wyniesie 858 MW, a sprawność netto w warunkach nominalnych planowana jest na poziomie powyżej 41,7%. Planowana wysokość produkcji energii elektrycznej brutto wynosi około 6.247 GWh/rok, przy rocznym zużyciu węgla brunatnego na poziomie około 6.488 tys. ton. Realizacja projektu ma na celu zwiększenie mocy osiągalnej Elektrowni Bełchatów, a częściowo, w związku z planowanym wyłączeniem z eksploatacji bloków 1 i 2 po roku 2015, odtworzenie mocy wytwórczych. Blok zostanie przystosowany do implementacji instalacji CCS.

Projekty inwestycyjne w fazie przygotowania inwestycji, które uzyskały pozytywną opinię Komitetu Inwestycyjnego:

- Budowa bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole (2 x 800-900 MW): projekt jest w fazie zaawansowanego przygotowania inwestycji do realizacji. Prace prowadzone są przy udziale doradcy technicznego i handlowo-prawnego. Przetarg na wybór wykonawcy inwestycji został ogłoszony, przewiduje się, że o ile nie wystąpią istotne przeszkody, podpisanie umowy z generalnym wykonawcą mogłoby nastąpić na przełomie trzeciego i czwartego kwartału 2009 roku. Termin przekazania bloków do eksploatacji przewidywany jest na rok 2015. Realizacja projektu ma na celu zwiększenie mocy osiągalnej Elektrowni Opole. Ostateczna moc nowych bloków zostanie określona w trakcie wyboru wykonawcy nowej instalacji. Emitent zobowiązał się wobec Elektrowni Opole do zapewnienia finansowania tej inwestycji o szacunkowej wartości 3,158 mld EUR (porównaj opis w punkcie 4.3. w Rozdziale XIV Prospektu).

- Budowa bloku 11 w Elektrowni Turów (moc około 460 MW): projekt jest w fazie przygotowania inwestycji. Wstępnie przewidywany termin przekazania do eksploatacji to 2016 rok. Realizacja projektu ma na celu częściowe zastąpienie wyeksploatowanych bloków 8, 9 i 10 Elektrowni Turów przewidzianych do likwidacji w latach 2010-2013.

- Budowa Elektrowni Lublin (moc około 2 x 800 MW): projekt jest w fazie przygotowania inwestycji, elektrownia ma być opalana węglem kamiennym z kopalni LW Bogdanka. Warunkiem koniecznym dla realizacji tego projektu jest uzgodnienie dostaw węgla. Wstępnie przewidywany termin przekazania elektrowni do eksploatacji – 2016-2018. Realizacja projektu ma na celu zwiększenie mocy osiągalnej w Grupie PGE.

- Budowa w EC Rzeszów bloku zasilanego głównie bioolejem. Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Nowy blok składał się będzie z dwóch generatorów napędzanych silnikami Diesla, zasilanych olejem rzepakowym lub innymi olejami roślinnymi, zaliczanymi do odnawialnych źródeł energii oraz uzupełniająco gazem. Moc elektryczna bloku wyniesie ok. 25 MWe, a moc cieplna ok. 15 MWt. Realizacja

projektu ma na celu zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji i pozyskanie zielonych certyfikatów. Planowany termin oddania instalacji do eksploatacji – 2012 rok.

– Zagospodarowanie złoża Złoczew o zasobach bilansowych węgla brunatnego około 0,5 mld ton, położonego w odległości ok. 50 km od Elektrowni Bełchatów. Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji – Zarząd PGE wydał pozytywną opinię w sprawie podjęcia starań o uzyskanie koncesji na rozpoznanie złoża. Uzyskanie koncesji oraz zagospodarowanie złoża Złoczew oznaczać będzie możliwość przedłużenia żywotności kompleksu energetycznego w rejonie Bełchatowa (w tym wydłużenie pracy bloku 858 MW poza rok 2037 oraz budowę nowych mocy). Ostateczne decyzje o wykorzystaniu złoża Złoczew będą podejmowane prawdopodobnie po 2015 roku i uzależnione będą między innymi od uwarunkowań regulacyjnych dotyczących emisji CO_2 oraz postępu komercjalizacji technologii CCS.

Projekty inwestycyjne w fazie przedinwestycyjnej, przed przekazaniem do zaopiniowania przez Komitet Inwestycyjny:

– Budowa dwóch nowych bloków węglowych w Elektrowni Dolna Odra (moc około 800-900 MW każdy): Projekt jest we wstępnej fazie przygotowania inwestycji, moc i technologia zostaną określone po przeprowadzeniu analiz techniczno-ekonomicznych i wyborze dostawców. Planowane przekazanie do eksploatacji w latach 2016-2018. W celu dywersyfikacji dostaw węgla w Elektrowni Dolna Odra planuje się budowę portu barkowego. Realizacja projektu ma na celu rozwój mocy w tej lokalizacji i zastąpienie wyeksploatowanych i nieefektywnych bloków 3 i 4 przewidzianych do likwidacji do roku 2015, nowymi wysokosprawnymi jednostkami przygotowanymi do technologii CCS.

– Budowa dwóch nowych bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra (moc 400-500 MW każdy). Projekt jest we wstępnej fazie przygotowania inwestycji. Termin oddania bloków do eksploatacji przewidziany jest na 2025 rok. Realizacja inwestycji uzależniona będzie od zapewnienia dostępności gazu z gazoportu. Celem inwestycji jest zastąpienie pozostałych bloków węglowych w Elektrowni Dolna Odra planowanych do wycofania z eksploatacji do 2025 roku.

– Budowa bloku gazowego w EC Pomorzany (moc 200 MW). Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Realizacja inwestycji uzależniona będzie od zapewnienia dostępności gazu z gazoportu. Inwestycja ma na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw ciepła dla miasta Szczecin oraz produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu. Planowane przekazanie do eksploatacji 2017 rok. Celem inwestycji jest zastąpienie wyeksploatowanych urządzeń planowanych do wycofania w 2015 i 2016 roku.

– Budowa nowego bloku gazowo-parowego w ZEC Bydgoszcz. Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Zadanie inwestycyjne przewiduje budowę bloku gazowo-parowego o mocy do ok. 240 MWe i 180 MWt. Budowa nowego bloku związana jest z programem wyłączeń istniejących urządzeń i instalacji z eksploatacji. Zrealizowanie zadania pozwoli obniżyć emisję CO_2 oraz umożliwi uzyskanie dodatkowych przychodów z promocji wysokosprawnej kogeneracji poprzez sprzedaż praw majątkowych do świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł gazowych. Termin oddania instalacji do eksploatacji – 2015 rok.

– Budowa w ZEC Bydgoszcz instalacji do spalania biomasy wraz z modernizacją istniejącego kotła węglowego. Projekt umożliwi współspalanie biomasy z węglem lub spalanie wyłącznie biomasy i zapewni produkcję do ok. 400 GWh energii odnawialnej rocznie; projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Planowany termin przekazania do eksploatacji – 2012 rok.

– Budowa bloku współspalającego biomasę w EC Gorzów 70-80 MWt i 20-25 MWe (w zależności od wybranej technologii). Projekt jest we wstępnej fazie przygotowania inwestycji i zakłada modernizację kotła węglowego w celu dostosowania go do współspalania biomasy. Zakładana produkcja energii zielonej wyniesie ok. 160-190 GWh rocznie. Termin oddania bloku do eksploatacji przewidziany jest na 2012 rok.

– Budowa bloku gazowego szczytowego w EC Gorzów zasilanego gazem zaazotowanym ze złóż lokalnych (126 MWe). Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Planowane przekazanie do eksploatacji 2014 rok. Realizacja projektu ma na celu zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez EC Gorzów.

– Budowa nowego bloku spalającego biomasę oraz węgiel kamienny w EC Kielce. Projekt jest we wstępnej fazie przygotowania inwestycji. Zadanie inwestycyjne zakłada budowę nowego bloku o mocy 30 MWe opalanego węglem kamiennym i biomasą lub gazem. Docelowo instalacja będzie produkowała blisko 200 GWh energii elektrycznej rocznie. Planowany termin oddania instalacji do eksploatacji – 2017 rok.

– Budowa gazowych mocy szczytowych w wysokości około 200 MWe. Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Oddanie instalacji do eksploatacji przewidziane jest na 2014 rok. Realizacja zadania zależeć będzie od ogłoszenia przez PSE Operator przetargu na nowe moce szczytowo-regulacyjne. Na chwilę obecną nie określono lokalizacji dla mających powstać obiektów.

– Budowa instalacji do termicznego przetwarzania odpadów komunalnych w Lublinie (przewidywana moc instalacji – 7 MWe i 22 MWt). Projekt jest we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Zakłada się, że instalacje będą przetwarzać około 150 tys. ton odpadów komunalnych rocznie. Termin oddania instalacji do eksploatacji przewidziany jest na 2014 rok.

– Budowa (we współpracy z KGHM Polska Miedź S.A.) kompleksu wydobywczo-energetycznego w oparciu o złoża węgla brunatnego kompleksu Legnica-Ścinawa. Projekt we wczesnej fazie przygotowania inwestycji i zakłada utworzenie spółki celowej, która określi sposób eksploatacji złóż. Na obecnym etapie rozważań przewiduje się zastosowanie odkrywkowej metody eksploatacji węgla oraz bloków energetycznych z kotłami fluidalnymi lub pyłowymi na parametry nadkrytyczne lub ultranadkrytyczne. Szacuje się, że roczne wydobycie węgla wyniesie ok. 25 mln ton, a moc elektrowni ok. 4400 MW. W toku dalszych prac analizowane będzie wykorzystanie alternatywnych technologii energetycznych, np. IGCC. Planowany termin uruchomienia kompleksu – do 2030 roku.

Zgodnie z opisami zamieszczonymi powyżej zakłada się, że niektóre z opisanych wyżej projektów inwestycyjnych realizowanych przez podmioty z obszaru energetyki konwencjonalnej wykorzystywać będą paliwa odnawialne, co pozwoli częściowo zaliczać je do odnawialnych źródeł energii oraz zapewni Grupie tzw. zielone certyfikaty, potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.

3.6.3. Inwestycje rozwojowe w budowę odnawialnych źródeł energii

Przewidywane nakłady na inwestycje rozwojowe w energetyce odnawialnej objęte programem inwestycyjnym w okresie do 2012 roku wynoszą około 8,9 mld PLN. Wskazane poniżej projekty znajdują się w fazie przedinwestycyjnej, przed przekazaniem do zaopiniowania przez Komitet Inwestycyjny, przy czym z uwagi na niższą wartość niektóre z nich mogą nie wymagać zatwierdzenia przez Komitet Inwestycyjny. Aktualnie najważniejszymi rozwojowymi projektami inwestycyjnymi Grupy PGE w tym zakresie są w szczególności:

- Budowa, w ramach grupy PGE Energia Odnawialna, lądowych i morskich elektrowni wiatrowych o łącznej mocy około 2.000 MW: poszczególne projekty są na datę Prospektu w różnych fazach przygotowania inwestycji i będą przekazywane do eksploatacji stopniowo w okresie do 2020 roku. Przewiduje się budowę lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy około 1.000 MW oraz dwóch morskich farm wiatrowych o mocy około 500 MW każda. Realizacja programu elektrowni wiatrowych ma na celu zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej z tej kategorii źródeł odnawialnych o około 6,5 TWh rocznie do roku 2020. Łączne nakłady na lądowe i morskie farmy wiatrowe w okresie do 2012 roku obejmują kwotę około 8,1 mld PLN.
- Uruchomienie do 2012 roku łącznie 50 MW nowych mocy zainstalowanych w biogazowniach. W celu realizacji powyższych zamierzeń rozważana jest budowa biogazowni na terenie nieczynnych cukrowni należących do Krajowej Spółki Cukrowej S.A., a także wybudowanie kilkunastu małych obiektów biogazowych o mocy 1-3 MW. W dalszej perspektywie, do 2021 roku planowane jest uruchomienie dodatkowych około 180 MW mocy w obiektach biogazowych. Łączne nakłady na instalacje biogazowe w okresie do 2012 roku obejmują kwotę około 565 mln PLN.
- Budowa małych elektrowni wodnych o całkowitej mocy zainstalowanej około 5 MW. Łączne nakłady na takie elektrownie w okresie do 2012 roku obejmują kwotę około 100 mln PLN.

3.6.4. Inwestycje w modernizację istniejących aktywów wydobywczych i wytwórczych w obszarze energetyki konwencjonalnej i odnawialnej

Program inwestycyjny Grupy PGE zakłada szereg inwestycji modernizacyjno-odtworzeniowych w obszarze energetyki konwencjonalnej i odnawialnej. Zgodnie z programem inwestycyjnym szacuje się, iż realizacja tych zadań wymagać będzie nakładów około 9,5 mld PLN w okresie do 2012 roku. Do najważniejszych zadań w tym zakresie w okresie do 2012 roku zaliczono m.in. (i) w Elektrowni Bełchatów: kompleksową rekonstrukcję i modernizację bloków 3-12, budowę instalacji odsiarczania spalin bloków 1 i 2, zmianę technologii składowania odpadów paleniskowych, (ii) w Elektrowni Opole: budowę wydzielonych ciągów biomasy do kotłów, redukcję emisji NO_x, modernizację elektrofiltrów na blokach 1-4, (iii) w Elektrowni Dolna Odra: budowę instalacji odsiarczania spalin bloku nr 5 i 6, modernizację turbozespołu bloku nr 5 i 6, budowę autonomicznych instalacji spalania biomasy do kotłów (z pominięciem młynów węglowych), modernizację kotłów bloków nr 1, 2, 5, 6, 7, 8 w zakresie redukcji emisji NO_x (metodami pierwotnymi i wtórnymi niekatalitycznymi lub katalitycznymi), dostosowanie składowisk żużla i popiołu do wymogów określonych przepisami ochrony środowiska oraz budowę instalacji do separacji popiołu, (iv) w EC Szczecin: budowę kotła parowego o wydajności maks. trwałej 230 MG pary/h wytwarzającego energię z biomasy, (v) w EC Pomorzany: budowę nowego bloku wytwarzającego energię elektryczną i cieplną dla miasta Szczecina, (vi) w EC Bydgoszcz II: budowę instalacji odsiarczania spalin oraz (vii) inne nakłady, w tym na utrzymanie zdolności wydobywczej KWB Bełchatów. Nakłady modernizacyjno-odtworzeniowe w obszarze energetyki odnawialnej obejmują szereg zadań inwestycyjnych niezbędnych dla optymalizacji istniejącego majątku o łącznej wartości około 424 mln PLN.

3.6.5. Inwestycje w nowe technologie wytwarzania energii

Program inwestycyjny Grupy PGE przewiduje nakłady inwestycyjne rzędu 2,0 mld PLN w nowe technologie wytwarzania energii. Do najważniejszych przygotowywanych projektów w tym zakresie należą:

- Budowa instalacji demonstracyjnej CCS na nowym bloku 858 MW w Bełchatowie. Projekt jest w fazie przygotowania inwestycji i uzyskał pozytywną opinię Komitetu Inwestycyjnego, podpisany został także list intencyjny z wykonawcą (Alstom Norway AS), jak również przeprowadzane są analizy ekonomiczne przedsięwzięcia. Elektrownia Bełchatów zabiega o wsparcie dla projektu z funduszy unijnych oraz innych źródeł, w szczególności projekt został umieszczony na liście projektów ubiegających się o wsparcie do 180 mln EUR z Planu Wspomagania Naprawy Gospodarczej (porównaj opis w punkcie 9. poniżej). Planowane przekazanie do eksploatacji: 2015 rok. Projekt zakłada obniżenie emisji CO_2 o około 1,8 mln ton rocznie.

Budowa bloku IGCC (technologia zgazowywania węgla). Projekt we wczesnej fazie przygotowania inwestycji. Zadanie inwestycyjne zakłada budowę bloku IGCC o mocy zainstalowanej netto ok. 400 MW. Blok docelowo będzie wyposażony w instalację do wychwytywania CO_2 (zostanie również wyznaczone i przygotowane miejsce jego składowania). Termin oddania instalacji do eksploatacji przewidziany jest na 2016 rok. Projekt w fazie przedinwestycyjnej, przed przekazaniem do zaopiniowania przez Komitet Inwestycyjny.

3.6.6. Inwestycje w modernizację i rozwój aktywów dystrybucyjnych

Program inwestycyjny Grupy PGE przewiduje nakłady inwestycyjne rzędu 5,5 mld PLN na modernizację i rozwój aktywów dystrybucyjnych do 2012 roku. Do najważniejszych przygotowywanych projektów w tym okresie należą inwestycje związane z odtwarzaniem majątku sieciowego i niesieciowego OSD o wartości około 2,9 mld PLN oraz nakłady związane z wdrożeniem i rozwojem systemu zdalnego systemu odczytu danych pomiarowych i zarządzania pomiarami w wysokości około 1,0 mld. Ponadto program inwestycyjny w tym obszarze obejmuje inwestycje rozwojowe dotyczące sieci 110 kV oraz pozostałe inwestycje rozwojowe, w tym inwestycje związane z przyłączaniem nowych klientów do sieci średniego i niskiego napięcia, a także zadania z zakresu automatyzacji sieci, poprawy niezawodności oraz inwestycje pozasieciowe, np. w telekomunikację, informatykę, sprzęt i inne aktywa o łącznej wartości około 1,6 mld PLN.

3.6.7. Inne projekty inwestycyjne

Program inwestycyjny przewiduje nakłady inwestycyjne na nabycie akcji spółek parterowych za łączną kwotę około 2,0 mld PLN oraz około 1,2 mld PLN na inne akwizycje, co do których Emitent nie zaciągnął, do dnia Prospektu, wiążących zobowiązań. W przypadku zidentyfikowania atrakcyjnego projektu akwizycyjnego o wartości przekraczającej łączną kwotę przeznaczoną na finansowanie projektów akwizycyjnych w latach 2009 – 2012, Emitent nie wyklucza także podjęcia decyzji o zwiększeniu tej kwoty. Ponadto program inwestycyjny przewiduje nakłady inwestycyjne rzędu 1,3 mld PLN do 2012 roku na realizację portfela projektów JI/CDM, w skład którego mogłyby wchodzić zarówno projekty rozwijane przez spółki celowe oraz nabywane na rynku pierwotnym i wtórnym celem ograniczenia kosztów związanych z bilansowaniem emisji rzeczywistej i uprawnień do emisji (porównaj opis w punkcie 8.2. poniżej). Pozostałe nakłady inwestycyjne objęte programem inwestycyjnym Grupy, pomimo iż są istotne dla poszczególnych obszarów biznesowych, nie wiążą się z wydatkami o porównywalnej skali do zadań inwestycyjnych opisanych powyżej. W szczególności program inwestycyjny przewiduje, iż nakłady na obszar sprzedaży detalicznej wyniosą około 125 mln PLN do 2012 roku, zaś na obszar obrotu hurtowego około 244 mln PLN do 2012 roku. Łączna wysokość przewidywanych nakładów inwestycyjnych do 2012 roku w powyższym zakresie objęta programem inwestycyjnym wynosi około 4,8 mld PLN.

3.6.8. Rozwój energetyki jądrowej

Program inwestycyjny na lata 2009-2012 nie przewiduje istotnych nakładów na rozwój energetyki jądrowej w Grupie PGE. Do dnia Prospektu Grupa PGE realizowała prace analityczne, w tym badawczo-rozwojowe obejmujące przygotowanie do uruchomienia programu budowy elektrowni jądrowych w Polsce (porównaj opis w punkcie 9. poniżej). Prowadzono analizy najlepszych praktyk w zakresie prawnych i korporacyjnych, a także organizacyjnych i finansowych rozwiązań dotyczących sposobu prowadzenia projektów budowy elektrowni jądrowych w Państwach Członkowskich, a także programu badań lokalizacyjnych, oraz oceny ogólnej standardowego projektu elektrowni jądrowej, jak też działania na rzecz wsparcia kształcenia kadr o odpowiednich kompetencjach oraz procesu komunikacji z partnerami społecznymi.

W dniu 13 stycznia 2009 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej oraz powołania Pełnomocnika Rządu do Spraw Polskiej Energetyki Jądrowej, odpowiedzialnego za przygotowanie Programu polskiej energetyki jądrowej. Program ma w szczególności określać liczbę, wielkość oraz możliwe lokalizacje elektrowni jądrowych w Polsce. Rząd zobowiązał Ministra Skarbu Państwa do zapewnienia współpracy Emitenta przy przygotowaniu i realizacji programu.

Na dzień Prospektu nie zapadła decyzja odnośnie lokalizacji którejkolwiek z elektrowni jądrowych. W ocenie Emitenta należy rozważyć umiejscowienie elektrowni jądrowych na północ od linii Warszawa – Poznań bądź we wschodniej części kraju. Emitent analizuje obecnie możliwość wybudowania dwóch elektrowni jądrowych o zakładanej wstępnie mocy do około 3.000 MW każda, przy wstępnym założeniu, że oddanie pierwszego bloku w pierwszej elektrowni do eksploatacji mogłoby nastąpić w terminie do końca 2020 roku. Przewiduje się, że oddawanie kolejnych bloków do eksploatacji mogłoby następować co dwa do trzech lat każdy.

Termin oddania do eksploatacji pierwszego bloku w pierwszej elektrowni jądrowej będzie uwarunkowany tempem wdrożenia Programu polskiej energetyki jądrowej, przebiegiem i wynikami publicznej debaty społecznej oraz rozwojem infrastruktury prawno-instytucjonalnej, naukowo-badawczej i edukacyjno-informacyjnej. W dniu 11 sierpnia 2009 r. Rada Ministrów przyjęła „Ramowy harmonogram działań dla energetyki jądrowej". Harmonogram ten przewiduje następujące kluczowe etapy rozwoju energetyki jądrowej:

- wejście w życie Programu polskiej energetyki jądrowej oraz innych niezbędnych regulacji prawnych w tym zakresie – do końca 2010 roku;
- przeprowadzenie przetargu na wybór technologii, w której zrealizowana zostanie elektrownia jądrowa w Polsce, oraz ustalenie jej lokalizacji – do końca 2013 roku;
- uzyskanie niezbędnych zgód i zezwoleń dla budowy pierwszej elektrowni jądrowej – do końca 2015 roku;
- budowa elektrowni – od 2016 do 2020 roku; oraz
- uruchomienie pierwszego bloku pierwszej elektrowni – 2020 rok.

Emitent rozważa budowę elektrowni jądrowej przy udziale spółki (spółek) celowej z udziałem PGE na poziomie co najmniej 51%. Na dzień Prospektu Emitent prowadzi wstępne rozmowy z potencjalnymi partnerami inwestycji mającymi doświadczenie w zakresie realizacji i eksploatacji tego rodzaju obiektów. Zgodnie z informacjami przekazywanymi przez tych potencjalnych partnerów koszt budowy kształtowałby się na poziomie około 3 mld EUR za 1.000 MW.

Ponadto PGE bierze udział w negocjacjach z partnerami z Litwy, Łotwy i Estonii w sprawie budowy nowej elektrowni jądrowej na Litwie, która w przyszłości pozwoliłaby na zaopatrywanie w energię elektryczną północno-wschodniej części Polski pod warunkiem wybudowania połączenia elektroenergetycznego Polska-Litwa. Do dnia Prospektu negocjacje nie zostały zakończone istotnymi uzgodnieniami.

4. Główne linie biznesowe Grupy PGE

4.1. Wydobycie i Wytwarzanie

Na dzień Prospektu w obszarze Wydobycie i Wytwarzanie działa wiele podmiotów koordynowanych przez PGE GiE. Docelowo aktywa wytwórcze i wydobywcze Grupy PGE w obszarze energetyki konwencjonalnej zostaną przejęte przez Elektrownię Bełchatów, która zostanie jedyną spółką w Grupie odpowiedzialną za tę linię biznesową (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu).

4.1.1. Wydobycie

W skład Grupy PGE wchodzą dwie kopalnie węgla brunatnego: KWB Bełchatów i KWB Turów, które wydobywają i dostarczają węgiel brunatny na potrzeby odpowiednio Elektrowni Bełchatów i Elektrowni Turów, położonych w bezpośrednim sąsiedztwie tych kopalń. Kopalnie wraz z elektrowniami tworzą ciągi technologiczne.

Proces technologiczny eksploatacji złoża węgla brunatnego metodą odkrywkową przebiega w dwóch głównych fazach: (i) zdjęcia nadkładu zalegającego nad węglem oraz (ii) urabiania złóż węglowych. Koparki nadkładowe urabiają nadkład na poszczególnych piętrach eksploatacyjnych i kierują go na taśmociągi, którymi, w zależności od rodzaju i aktualnych potrzeb, kierowany jest na zwałowisko lub składowisko kopalin towarzyszących. Węgiel po urobieniu przez koparki kierowany jest na przenośniki i za ich pośrednictwem transportowany jest bezpośrednio do elektrowni lub na plac składowy, gdzie gromadzone są wymagane zapasy węgla oraz uzyskiwane są jego żądane parametry.

(i) KWB Bełchatów

KWB Bełchatów jest największą kopalnią odkrywkową węgla brunatnego w Polsce i jedną z największych w Europie. Znajduje się w województwie łódzkim. Z powodu wysadu solnego złoże zostało podzielone na dwie części: Pole Bełchatów i Pole Szczerców, dla których ustanowiono dwa obszary górnicze: „Pole Bełchatów" o powierzchni 1,5 tys. ha oraz „Pole Szczerców" o powierzchni 1,9 tys. ha.

Sumaryczna powierzchnia wyrobisk „Pola Bełchatów" (liczona wraz ze zwałowiskiem wewnętrznym) i „Pola Szczerców" (liczona od początku eksploatacji) wynosi około 4,1 tys. ha. Zasoby przemysłowe złoża w Polu Bełchatów były szacowane na 262,75 mln ton węgla brunatnego według stanu na dzień 31 lipca 2009 roku. Wielkość wydobycia węgla brunatnego w roku 2008 na „Polu Bełchatów" wyniosła 32,9 mln ton, a w okresie siedmiu miesięcy zakończonym 31 lipca 2009 roku 18,25 mln ton. KWB Bełchatów rozpoczęła eksploatację węgla w „Polu Szczerców" w dniu 17 sierpnia 2009 roku. Szacuje się, iż zakończenie eksploatacji złoża węgla brunatnego „Bełchatów" nastąpi nie wcześniej niż w 2037 roku. Na dzień 31 lipca 2009 roku wielkość zasobów przemysłowych złoża w „Polu Szczerców" była szacowana na 720,61 mln ton.

(ii) KWB Turów

KWB Turów zlokalizowana jest w województwie dolnośląskim, na obszarze górniczym o powierzchni około 6,6 tys. ha. Powierzchnia wyrobiska wynosi około 2,5 tys. ha. Zasoby przemysłowe złoża Turów były szacowane na 380,86 mln ton według stanu na 31 lipca 2009 roku. Wielkość wydobycia węgla brunatnego w roku 2008 wyniosła 12,1 mln ton, a w okresie siedmiu miesięcy zakończonym 31 lipca 2009 roku 6,6 mln ton. Szacuje się, iż zakończenie eksploatacji złoża węgla brunatnego Turów nastąpi w 2040 roku.

4.1.2. Wytwarzanie ze źródeł konwencjonalnych

Energia elektryczna jest wytwarzana w elektrowniach i elektrociepłowniach stosujących różnego rodzaju technologie i paliwa. W Polsce zdecydowana większość produkcji pochodzi z elektrowni konwencjonalnych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym.

4.1.2.1. Elektrownie

Elektrownie kondensacyjne wytwarzają energię elektryczną w blokach kondensacyjnych. W typowym bloku węgiel spalany jest w kotłach, oddając ciepło do obiegu wodno-parowego, w którym wytwarzana w kotle para o wysokiej temperaturze i ciśnieniu jest przesyłana do turbiny parowej. W turbinie energia pary zamieniana jest na energię kinetyczną – wprawia w obroty wirnik turbiny, który z kolei napędza wirnik generatora energii elektrycznej. Wytworzona w generatorze energia elektryczna, poprzez transformatory podwyższające napięcie oddawana jest do systemu elektroenergetycznego. Para po przejściu przez turbinę jest skraplana, oddając ciepło do obiegu chłodzenia. Woda w obiegu chłodzącym jest na ogół pobierana z i zrzucana do rzeki lub zbiornika wodnego (obieg otwarty) lub krąży w obiegu zamkniętym, chłodzona powietrzem atmosferycznym w chłodniach kominowych. Skroplona za turbiną para wodna pozostaje w obiegu wodno-parowym, w którym jest zawracana do kotła parowego. Uproszczony schemat procesu wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni kondensacyjnej przedstawia schemat zamieszczony na wewnętrznej stronie tylnej okładki Prospektu.

Gazy powstające w procesie spalania w kotle przed wypuszczeniem do atmosfery są oczyszczane z zanieczyszczeń, tj. SO_2, NO_x i pyłu. Sprawność oczyszczania spalin liczona jest jako stosunek ilości wychwyconej substancji do całkowitej zawartości danej substancji w spalinach. W blokach z kotłami pyłowymi (większość w przypadku Grupy PGE) SO_2 są zazwyczaj wymywane ze spalin w mokrych instalacjach odsiarczania o sprawności 90-95%, produktem ubocznym tego procesu jest zwykle gips. W blokach wyposażonych w kotły ze złożem fluidalnym siarka jest wiązana w procesie spalania (skuteczność ponad 90%), a powstałe związki odprowadzane z żużlem i popiołem. Emisja NO_x jest ograniczana metodami pierwotnymi poprzez odpowiednie zamodelowanie procesu spalania w kotłach pyłowych (dystrybucja powietrza do spalania) lub jak w przypadku kotłów fluidalnych wynika z charakterystyki procesu spalania (ograniczenie temperatury procesu spalania zapobiegające powstawaniu NO_x. Do wychwytywania pyłów służą elektrofiltry o sprawności przekraczającej 99,8%. Technologie wychwytywania i składowania CO_2 są jeszcze na etapie instalacji doświadczalnych.

Dyspozycyjność bloków elektrowni kondensacyjnej liczona jako stosunek liczby godzin gotowości do pracy do liczby godzin w danym okresie, w elektrowniach Grupy PGE wynosi 84-90%, przy czym możliwe jest osiągnięcie dyspozycyjności znacznie przekraczającej 90%. Na dyspozycyjność wpływają wyłączenia planowe (remonty) oraz nieplanowe (awarie), których wpływ na dyspozycyjność zwykle rośnie wraz z wiekiem elektrowni. Po 25-30 latach działalności bloku wymagana jest modernizacja odtworzeniowa z nakładami rzędu 30-60% początkowej wartości bloku. Całkowita żywotność bloków sięgać może 50-60 lat, choć rosnące wymagania ekologiczne skutkować mogą skróceniem okresu eksploatacji bloku z uwagi na brak ekonomicznego uzasadnienia dla budowy kosztownych instalacji oczyszczających.

Sprawność elektrowni jest liczona jako stosunek ilości wytworzonej energii elektrycznej do ilości energii pierwotnej zawartej w spalonym paliwie i zależy od zastosowanej technologii. Sprawność elektrowni węglowych jest zdecydowanie mniejsza niż sprawność elektrowni gazowych. Bloki węglowe budowane w Polsce 30-40 lat temu mają sprawność netto rzędu 32-36%, podczas gdy ich obecnie budowane odpowiedniki osiągają sprawności netto rzędu 40-47%. Przykładowo, przeciętna sprawność węglowych elektrowni niemieckich (w kraju o największej w Europie produkcji energii elektrycznej z węgla) wynosi około 38%. Sprawność procesu wytwarzania jest jednym z czynników wpływających na poziom emisji CO_2. Im wyższa jest sprawność wytwarzania, tym niższa jednostkowa emisja (emisyjność) CO_2.

Elektrowniami wchodzącymi w skład Grupy PGE są elektrownie: Bełchatów, Turów, Opole i elektrownia Dolna Odra wchodząca w skład ZEDO. W poniższej tabeli przedstawiono podstawowe informacje dotyczące naszych głównych elektrowni na koniec 2008 roku.

Tabela 2: Podstawowe informacje dotyczące głównych elektrowni na koniec 2008 roku

			Moc osiągalna wg stanu na 31 grudnia 2008 roku		**Stopień wykorzystania mocy w 2008 roku[4]**	**Wielkość produkcji netto w 2008 roku**			
	Główny typ paliwa	**Sprawność łączna wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (%)[4]**	**Energia elektryczna (MWe)**	**Ciepło (MWt)**	**(%)**	**Energia elektryczna (TWh)**	**Ciepło[5] (tys. GJ)**	**Rok uruchomienia poszczególnych bloków**	**Urządzenia ochrony środowiska** (Elektrofiltry - urządzenia odpylające, IOS – instalacje odsiarczania, instalacje redukcji NO_x)
Elektrownia Bełchatów[1]	Węgiel brunatny	39,7	4.450,0	375,6	73,8	26,6	2.103,2	1: 1982, 2: 1983, 3, 4: 1984 [7], 5, 6, 7: 1985, 8, 9: 1986, 10: 1987, 11, 12: 1988	- Elektrofiltry: bloki 1-12; - IOS: bloki 3-12 (metoda mokra) - NO_x: bloki 1-12 [6]
Elektrownia Turów[2]	Węgiel brunatny, biomasa	37,9	2.106,0	295,0	69,0	11,5	650,8	1, 2: 1998, 3: 2000, 4: 2004, 5: 2003, 6: 2005, 8: 1970, 9, 10: 1971	- Elektrofiltry: bloki 1-6, 8-10; - IOS: bloki 8-10 metoda sucha, bloki 1-6 kocioł fluidalny - NO_x: bloki 1-6 kocioł fluidalny, bloki 8-10 dysze offa
Elektrownia Opole	Węgiel kamienny, biomasa	39,8	1.532,0	102,5	60,6	7,4	130,5	1: 1993, 2: 1994, 3: 1996, 4: 1997	- Elektrofiltry: bloki 1-4; - IOS: bloki 1-4 metoda mokra, - NO_x: bloki 1-4 palniki niskoemisyjne
Elektrownia Dolna Odra[3]	Węgiel kamienny, biomasa	37,7	1.772,0	64,4	45,9	5,9	351,6	1, 2: 1974, 3, 4, 5: 1975, 6,7: 1976, 8: 1977	- Elektrofiltry: bloki 1-8; - IOS: bloki 1, 2, 7-8 metoda mokra, - NO_x: bloki 1-8 palniki niskoemisyjne

[1] Bloki 1 i 2 (moc osiągalna ogółem 740 MW) mają być wyłączone po roku 2015

[2] Planowana likwidacja bloku 8 w roku 2010, bloku 9 w roku 2012 i bloku 10 w roku 2013 (moc osiągalna ogółem 618 MW)

[3] Bloki 3 i 4 mają być wyłączone do roku 2015 (moc osiągalna ogółem 410 MW)

[4] Stopień wykorzystania mocy liczony jest jako wielkość produkcji brutto podzielona przez iloczyn mocy osiągalnej i liczby godzin dyspozycyjnych w roku. Wielkość produkcji w danym roku może nie odzwierciedlać pełnych zdolności wytwórczych aktywów z uwagi na planowane remonty okresowe

[5] Do produkcji ciepła netto zalicza się produkcję ciepła na potrzeby sprzedaży oraz ciepło zużyte przez przedsiębiorstwo na cele niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepła

[6] Instalacje redukcji NOx: bloki 1,2, 4 -12: modyfikacja układu spalania, blok 3: palniki niskoemisyjne

[7] Blok 3 zmodernizowany w roku 2008

Źródło: Emitent.

Informacja na temat istotnych zmian przedstawionych w powyższej tabeli wielkości, w tym wielkości produkcji energii elektrycznej oraz ciepła netto, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku została przedstawiona w opisach poszczególnych elektrowni, tj. w punktach od (i) do (iv) poniżej.

(i) Elektrownia Bełchatów

Elektrownia Bełchatów zlokalizowana jest obok swojego dostawcy węgla brunatnego KWB Bełchatów, w województwie łódzkim. W skład elektrowni wchodzi dwanaście bloków energetycznych.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto w Elektrowni Bełchatów wyniosła 12,5 TWh, natomiast produkcja ciepła netto 1.141,1 tys. GJ. Zużycie węgla brunatnego wyniosło w 2008 roku 32,5 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 15,6 mln ton. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 1,3%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 85%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości, odpowiednio, 0,9% i 83%.

W 2008 roku oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku jedynym dostawcą mazutu dla Elektrowni Bełchatów był Lotos Asfalt sp. z o.o.

Elektrownia modernizuje 10 z 12 bloków. Celem modernizacji jest m.in. wydłużenie żywotności bloków do 320 tys. godzin, podniesienie sprawności wytwarzania, podwyższenie mocy bloków, obniżenie emisji gazów i pyłów, poprawa dyspozycyjności, zmniejszenie awaryjności, rozszerzenie pasma regulacji mocy oraz spełnienie wymagań w zakresie regulacji mocy i czasów uruchomień według norm UCTE. Elektrownia prowadzi prace badawcze nad wdrożeniem technologii CCS (porównaj opis w punkcie 9. poniżej).

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej (98,4%) sprzedanej przez Elektrownię Bełchatów odebrał Emitent. Natomiast największym odbiorcą ciepła wytworzonego przez Elektrownię Bełchatów było Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o. w Bełchatowie, które nabyło 57,1% produkowanego ciepła.

(ii) Elektrownia Turów

Elektrownia Turów zlokalizowana jest obok swojego dostawcy węgla brunatnego KWB Turów, w województwie dolnośląskim. W skład elektrowni wchodzi dziewięć bloków energetycznych.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto w Elektrowni Turów wyniosła 5,4 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 356,4 tys. GJ. Zużycie węgla brunatnego w 2008 roku wyniosło 11,9 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 5,4 mln ton. W 2009 roku w Elektrowni Turów zainstalowano instalację umożliwiającą współspalanie biomasy. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 4,8%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 85,8%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 3,7% i 85,3%.

W 2008 roku dostawcami mazutu dla Elektrowni Turów byli Grupa LOTOS S.A. oraz Lotos Asfalt sp. z o.o. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku jedynym dostawcą mazutu był Lotos Asfalt sp. z o.o. w Gdańsku.

Proces kompleksowej modernizacji elektrowni był prowadzony sukcesywnie w latach 1995-2004 przy zachowaniu ciągłości produkcji i został podzielony na III etapy: I etap modernizacji – bloki 1-2 (lata 1995-1998), II etap modernizacji – blok 3 (lata 1997-2000), III etap modernizacji – bloki 4-6 (lata 1999-2004). Modernizacja Elektrowni Turów została poprzedzona pracami remontowo-modernizacyjnymi bloków 8, 9, 10. Zakres modernizacji bloków od 1 do 6 objął m.in. instalację nowych kotłów, turbin oraz generatorów synchronicznych.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej (99,4%) wytworzonej przez Elektrownię Turów odebrał Emitent, natomiast największą ilość ciepła (90,6%) odebrało Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej S.A. w Bogatyni.

(iii) Elektrownia Opole

Elektrownia Opole zlokalizowana jest w województwie opolskim. W skład elektrowni wchodzą cztery bloki energetyczne.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto w Elektrowni Opole wyniosła 3,8 TWh, natomiast produkcja ciepła netto 461,9 tys. GJ. Zużycie węgla kamiennego wyniosło w 2008 roku 3,3 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 1,6 mln ton. W 2004 roku w Elektrowni Opole zainstalowano, a następnie w roku 2007 zmodernizowano, instalację umożliwiającą współspalanie biomasy. W 2008 roku udział wagowy biomasy w stosunku do masy spalanego węgla wyniósł około 4%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku około 4,3%. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 0,8%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 89,8%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 1,0% i 90,4%.

W 2008 roku dostawcami węgla kamiennego dla Elektrowni Opole byli głównie Kompania Węglowa S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. oraz Katowicki Holding Węglowy S.A, natomiast dostawcą mazutu Lotos Asfalt sp. z o.o. We wskazanym okresie następujący dostawcy dostarczyli do Elektrowni Opole odpowiednio: Kompania Węglowa S.A. – 63%, Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. – 18% oraz Katowicki Holding Węglowy S.A. – 19% całkowitego wolumenu zakupionego węgla kamiennego, zaś Lotos Asfalt sp. z o.o. był jedynym dostawcą mazutu. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 96% całkowitego wolumenu węgla kamiennego było zakupione za pośrednictwem PGE Electra z Kompanii Węglowej S.A., Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. oraz Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., natomiast jedynym dostawcą mazutu była Grupa Lotos S.A.

Proces modernizacji elektrowni był prowadzony sukcesywnie w latach 1996-2007. W odniesieniu do części bloków energetycznych przeprowadzono modernizację układu ciśnieniowego kotłów, turbozespołów, rurociągów, zasobników węgla, chłodni kominowych. Dla wszystkich bloków wykonano m.in. instalacje do przygotowania i podawania biomasy. W wyniku modernizacji zwiększono także moc znamionową turbozespołów. W roku 2008 spółka rozpoczęła modernizację pierwszego z czterech bloków mającą na celu obniżenie emisji NO_x do wymaganego poziomu metodami pierwotnymi. Inwestycja zostanie sfinansowana ze środków własnych spółki.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej (98,3%) odebrał Emitent, natomiast największą ilość ciepła (79,4%) odebrała spółka ELKOM Sp. z o.o. w Dobrzeniu Wielkim.

(iv) Elektrownia Dolna Odra

Elektrownia Dolna Odra jest zlokalizowana w Nowym Czarnowie i jest jednym z trzech źródeł własnych spółki ZEDO (pozostałe jednostki, tj. EC Pomorzany i EC Szczecin, zostały opisane w punkcie 4.1.2.2. poniżej). W skład elektrowni wchodzi osiem bloków energetycznych.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto w Elektrowni Dolna Odra wyniosła 2,2 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 198,9 tys. GJ. Zużycie węgla kamiennego wyniosło w 2008 roku 2,6 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 1 mln ton. W 2004 roku w Elektrowni Dolna Odra zainstalowano instalację umożliwiającą współspalanie biomasy. W 2008 roku udział wagowy biomasy w stosunku do masy spalanego węgla wyniósł około 8,76%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku około 8,23%. W 2008 roku wskaźnik awaryjności wyniósł 13,1%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 84,0%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 1,7% i 93,0%.

W 2008 roku głównymi dostawcami węgla kamiennego dla wszystkich jednostek ZEDO byli Kompania Węglowa S.A. oraz Jastrzębska Spółka Węglowa S.A., natomiast głównymi dostawcami mazutu był PKN Orlen S.A. oraz Lotos Asfalt sp. z o.o. Do 2008 roku dostawcą węgla była również Kopalnia Węgla Kamiennego Budryk S.A. (jako kopalnia samodzielna), niewielkie ilości węgla w 2008 roku dostarczył także do ZEDO Katowicki Holding Węglowy S.A. W 2008 roku najwięksi dostawcy dostarczyli do ZEDO odpowiednio: Kompania Węglowa S.A. – 79% oraz Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. – 14% wolumenu zakupionego węgla kamiennego, natomiast PKN Orlen S.A. oraz Lotos Asfalt sp. z o.o. dostarczyły odpowiednio po 50% wolumenu zakupionego mazutu. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 97% całkowitego wolumenu węgla kamiennego było zakupione za pośrednictwem PGE Electra z Kompanii Węglowej S.A. oraz Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A., natomiast jedynym dostawcą mazutu był Lotos Asfalt sp. z o.o.

Proces modernizacji ZEDO był prowadzony sukcesywnie w latach 1990-2007. W Elektrowni Dolna Odra, w odniesieniu do bloków 1 i 2, 5 i 6, 7 i 8, przeprowadzono m.in. modernizację elektrofiltrów, generatorów oraz rozdzielni elektrycznych, przeprowadzono modernizację części niskoprężnej turbiny, wymieniono regulację turbin na układ elektrohydrauliczny, wymieniono palniki pyłowe na niskoemisyjne (również dla bloku 4), wymieniono układ automatyki, wymieniono części wysokoprężne i średnioprężne turbin (dla bloków 2, 7 oraz 8), zmodernizowano młyny węglowe, miejsca składowania odpadów paleniskowych (w około 20%), wybudowano instalację odsiarczania spalin (dla bloków 1 i 2, 7 i 8), a także rozpoczęto współspalanie biomasy (od 2004 roku). W roku 2009 Elektrownia Dolna Odra rozpoczęła na bloku nr 1 badania w zakresie ograniczenia NO_x metodami pierwotnymi i wtórnymi niekatalitycznymi do poziomu 200 mg/Nm.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej (59,0%) wytworzonej przez ZEDO odebrał Emitent, natomiast największą ilość ciepła (91,8%) odebrała Szczecińska Energetyka Cieplna Sp. z o.o. w Szczecinie.

4.1.2.2. Elektrociepłownie

W Grupie PGE funkcjonuje 10 elektrociepłowni – instalacji wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepło użytkowe (tzw. kogeneracja lub wytwarzanie skojarzone). Proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowniach węglowych jest w swojej zasadzie oparty na tych samych podprocesach, co w elektrowni kondensacyjnej (porównaj opis w punkcie. 4.1.2.1. powyżej), z tym że para wodna napędzająca turbinę parową elektrociepłowni jest z niej w całości lub w części wyprowadzana przy znacznie wyższych parametrach niż te, jakie uzyskuje na wylocie z turbiny kondensacyjnej, za którą ciepło z w pełni przepracowanej pary oddawane jest do obiegu chłodzącego. W elektrociepłowni para wyprowadzana z turbiny jest schładzana w sposób użyteczny, oddając ciepło nie do atmosfery, jak w elektrowni, lecz do czynnika grzewczego wykorzystywanego do zasilenia odbiorców ciepła. W rezultacie, w porównaniu do elektrowni, elektrociepłownie charakteryzuje znacznie większa sprawność, która może sięgać 90%, co oznacza, że niemal cała energia zawarta w paliwie jest przetwarzana na energię elektryczną i ciepło użytkowe.

Nieco inaczej wygląda proces wytwórczy w elektrociepłowni wykorzystującej blok parowo-gazowy (EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów i EC Gorzów). Paliwem jest gaz spalany w turbinie gazowej, w której gorące gazy spalinowe, przepływając między łopatkami wirnika i stojana, wprawiają ten pierwszy w ruch obrotowy. Tak wytworzona energia kinetyczna wykorzystywana jest częściowo na potrzeby własne turbiny gazowej (napęd kompresora powietrza), a częściowo do napędu generatora energii elektrycznej. Gorące gazy spalinowe opuszczające turbinę gazową są kierowane do kotła odzyskowego, w którym znaczna część ich energii cieplnej oddawana jest do obiegu wodno-parowego. Spaliny opuszczające kocioł odzyskowy kierowane są bezpośrednio do komina – z uwagi na rodzaj paliwa nie jest konieczne ich oczyszczanie (praktycznie zerowa zawartość związków siarki i popiołu, niewielka zawartość NO_x). Wytworzona w kotle odzyskowym para jest kierowana do turbiny parowej. Dalsza część procesu jest analogiczna jak w elektrociepłowni węglowej – para jest wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej i ciepła użytkowego i po skondensowaniu zawracana do kotła odzyskowego.

Ciepło produkowane w elektrowniach zasila miejskie systemy centralnego ogrzewania i dostaw ciepłej wody użytkowej lub odbiorców przemysłowych. W przypadkach bardzo niskiego zapotrzebowania na ciepło grzewcze w sezonie letnim, w instalacjach uzależnionych od odbioru ciepła występować może konieczność odstawienia urządzeń podstawowych, w zastępstwie których mogą być wykorzystane np. niewielkie kotły wodne. W elektrociepłowniach Grupy PGE kotły wodne służące wyłącznie podgrzaniu wody w obiegu ciepłowniczym, wykorzystywane są w ograniczonym stopniu w charakterze szczytowych i/lub rezerwowych źródeł ciepła. Z racji ich bardzo ograniczonego wykorzystania kotły te z reguły nie posiadają drogich instalacji oczyszczania spalin (odsiarczanie, redukcja emisji NO_x, wysoko sprawne odpopielanie). Z sezonowości pracy elektrociepłowni wynikają także niższe niż obserwowane w elektrowniach współczynniki wykorzystania ich zdolności produkcyjnych.

W zależności od rodzaju wykorzystywanego paliwa (gaz lub węgiel) i szczegółów technologicznych elektrociepłowni ich emisyjność waha się w przedziale 0,3-0,7 tony CO_2 na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Zasadniczo emisyjność maleje wraz ze wzrostem sprawności przetworzenia paliwa, przy czym dolna granica przedziału jest osiągalna jedynie dla wysoko skojarzonych układów gazowo-parowych (dzięki wykorzystaniu nisko-emisyjnego paliwa, jakim jest gaz).

Dla działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w skojarzeniu krajowy system regulacyjny przewiduje mechanizmy wsparcia w postaci możliwości uzyskania dodatkowego przychodu ze sprzedaży praw majątkowych związanych z wysokosprawną produkcją energii elektrycznej. W zależności od rodzaju wykorzystywanego paliwa są to tzw. żółte certyfikaty dla paliw gazowych i źródeł skojarzonych o mocy poniżej 1 MW oraz tzw. czerwone certyfikaty dla pozostałych źródeł skojarzonych (porównaj opis w punkcie 7. w Rozdziale VIII Prospektu).

Najważniejszymi elektrociepłowniami wchodzącymi w skład Grupy PGE są: EC Pomorzany, EC Szczecin, trzy elektrociepłownie w ramach ZEC Bydgoszcz, EC Gorzów, EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów, EC Kielce oraz Energetyka Boruta. W tabeli poniżej przedstawiono istotne informacje dotyczące elektrociepłowni na dzień 31 grudnia 2008 roku. Informacja na temat istotnych zmian przedstawionych w poniższej tabeli wielkości, w tym wielkości produkcji energii elektrycznej oraz ciepła netto, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku została przedstawiona w opisach poszczególnych elektrociepłowni, tj. w punktach od (i) do (viii) poniżej.

Tabela 3: Istotne informacje dotyczące elektrociepłowni na dzień 31 grudnia 2008 roku

			Moc osiągalna wg stanu na 31 grudnia 2008 roku		**Stopień wykorzystania mocy w 2008 roku[2]**	**Wielkość produkcji netto w 2008 roku**			**Urządzenia ochrony środowiska** (Elektrofiltry - urządzenia odpylające, IOS – instalacje odsiarczania, instalacje redukcji NO_x)
	Główny typ paliwa	**Sprawność łączna wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (%)**	**Energia elektryczna** (MWe)	**Ciepło** (MWt)	(%)	**Energia elektryczna** (TWh)	**Ciepło[2]** (tys. GJ)	**Rok uruchomienia poszczególnych urządzeń wytwórczych**	
EC Pomorzany	Węgiel kamienny	53,7	134,2	323,5	58,9	0,7	2.165,7	Bloki A i B – 1960, Kocioł wodny KW-2 – 1979	Elektrofiltry; przemysłowo -demonstracyjna instalacja odazotowania i odsiarczania spalin metodą wiązki elektronów; palniki niskoemisyjne
EC Szczecin	Węgiel kamienny, biomasa	55,5	78,0	220,0	43,5	0,3	1.681,0	TG5 i TG6 – 1955, TG1 – 2000	Elektrofiltry; palniki niskoemisyjne
ZEC Bydgoszcz, w tym:		-	191,0	866,0	40,6	0,6	6.740,7		
Elektrociepłownia Bydgoszcz I	Węgiel kamienny	76,4[1]	4,0	194,0	0,0	0,0	438,6	Kotły parowe: KP-5 1941 KP-6 1941 KP-7 1943 KP-8 1953 Turbozespoły: TG-1 1965 Kotły wodne: KW-1 1980 KW-2 1980 KW-3 1980 KW-4 1980	Multicyklony – kotły parowe KP-5, KP-6, KP-7, KP-8 Cyklony – kotły wodne KW-1, KW-2, KW-3, KW-4
Elektrociepłownia Bydgoszcz II	Węgiel kamienny	79,8	183,0	627,0	42,3	0,6	6.301,7	Kotły parowe: KP-1 1971 KP-2 1971 KP-3 1976 KP-4 1983, Turbozespoły: TG-1 1971 TG-2 1971/2002 TG-3 1976 TG-4 1984 TG-5 1999 Kotły wodne: KW-2 1978	Elektrofiltry – kotły parowe KP-1, KP-2, KP-3, KP-4, kocioł wodny KW-2 Palniki niskoemisyjne – kotły parowe KP-1, KP-2, KP-3, KP-4
Elektrociepłownia Bydgoszcz III	Olej opałowy	83,3[1]	4,0	45,0	0,0	0,0	0,4	Kocioł parowy KP-1 1957/1997 Turbozespół TG-2 1957	Palniki niskoemisyjne – kocioł parowy KP-1

	Główny typ paliwa	Sprawność łączna wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (%)	Moc osiągalna wg stanu na 31 grudnia 2008 roku		Stopień wykorzystania mocy w 2008 roku[2]	Wielkość produkcji netto w 2008 roku		Rok uruchomienia poszczególnych urządzeń wytwórczych	Urządzenia ochrony środowiska (Elektrofiltry - urządzenia odpylające, IOS – instalacje odsiarczania, instalacje redukcji NO_x)
			Energia elektryczna (MWe)	Ciepło (MWt)	(%)	Energia elektryczna (TWh)	Ciepło[2] (tys. GJ)		
EC Gorzów	Gaz ziemny, węgiel kamienny i węgiel brunatny	61,6	97,5	270,0	78,5	0,6	1.783,0	Blok gazowo -parowy: T8 – 1999 KO – 1999 Turbiny: T4 – 1958 T5 – 1971 T6 – 1978 Kotły: OP-140 – 1977 WP-70 – 1974	Ekofiltry – kocioł WP-70, kocioł OP-140 Wiry niskotemperaturowe (redukcja No_x) – WP-70, kocioł OP-140 Palniki niskoemisyjne – blok gazowo -parowy
EC Lublin-Wrotków	Gaz ziemny, wysokometanowy i węgiel kamienny	78,5	231,0	627,0	53,5	1,1	3.024,1	Blok gazowo -parowy – 2002 Kocioł WP-70 (K1) – 1976 Kocioł WP-70 (K2) – 1976 Kocioł WP-120 (K3) – 1979 Kocioł WP-120 (K4) – 1986	Ekofiltry (redukcja pyłu) – kotły WP-70 nr 1 i 2, kotły WP-120 nr 3 i 4 Filtry workowe w miejsce ekofiltrów (redukcja pyłów) – kotły WP-120 nr 3 i 4 Palniki niskoemisyjne (redukcja No_x) – kotły WP-70 nr 1 i 2, kotły WP-120 nr 3 i 4 Instalacje suchego odsiarczania (redukcja SO_2) – kocioł WP-70 nr 1, kotły WP-120 nr 3 i 4
EC Rzeszów	Gaz ziemny, wysokometanowy i węgiel kamienny	81,1	101,0	332,3	58,1	0,5	1.797,0	Kocioł WR-25 (K1) – 1979; Kocioł WR-25 (K2) – 1979; Kocioł WR-25 (K3) – 1980; Kocioł WR-25 (K4) – 1981; Kocioł WP-120 (K6) – 1988; Kocioł WP-120 (K5) – 1986 (wyłączony z eksploatacji), Blok gazowo-parowy (BGP) – 2003	Elektrofiltry – kotły WP-120 nr 5 (wyłączony z eksploatacji) i nr 6, instalacja SET No_x – kocioł 6, Multicyklony – kotły WR-25 nr 1,2,3,4.

	Główny typ paliwa	Sprawność łączna wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (%)	Moc osiągalna wg stanu na 31 grudnia 2008 roku		Stopień wykorzystania mocy w 2008 roku[2]	Wielkość produkcji netto w 2008 roku		Rok uruchomienia poszczególnych urządzeń wytwórczych	Urządzenia ochrony środowiska (Elektrofiltry - urządzenia odpylające, IOS – instalacje odsiarczania, instalacje redukcji NO_x)
			Energia elektryczna	Ciepło		Energia elektryczna	Ciepło[2]		
			(MWe)	(MWt)	(%)	(TWh)	(tys. GJ)		
EC Kielce	Węgiel kamienny w postaci miału węglowego biomasa	85,8	10,8	316,0	48,0	0,003	1.662,6	Kocioł WP-140 – 1990 Kocioł WR-25 (WR 1) – 1975 Kocioł WR-25 (WR 2) – 1975 Kocioł WR-25 (WR 3) – 1976 Kocioł WR-25-014M (WR 4) – 1977 Kocioł WR-25-015M (WR 5) – 1979 Kocioł OR50-N – 2008 Kocioł OS20 – 2008	Multicyklony – kotły nr 1, 3, 4 oraz kocioł OR-50-N Ekofiltr – kocioł WP-140 Cyklony – kotły kocioł nr 2 oraz kocioł OS20 Odpylacze wstępne MOS – kotły nr 2 i 4 Filtry workowe – kocioł OR50-N i kocioł OS20 Instalacja SENTOX – kocioł WP-140
Energetyka Boruta	Węgiel brunatny, biomasa	78,2	32,4	220,5	15,7	0,023	525,9	Kotły: Kocioł OF-100 – 1987/2004 Kocioł OR-32 - 1961 Kocioł OP-130 – 1967 Turbozespoły: Turbina przeciwprężna – 1967 Turbina upustowo przeciwprężna – 1969	Ekofiltry – kocioł OF-100 oraz kocioł OP-130 Cyklony – kocioł OR-32 Instalacja odsiarczania (instalacja podawania sorbentu) – kocioł OF-100 Palnik niskoemisyjny i kocioł fluidalny – kocioł OF-100

(1) Sprawność obliczona tylko dla ciepła.

(2) Do produkcji ciepła netto zalicza się produkcję ciepła na potrzeby sprzedaży oraz ciepło zużyte przez przedsiębiorstwo na cele niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepła. Stopień wykorzystania mocy liczony jest jako wielkość produkcji brutto podzielona przez iloczyn mocy osiągalnej i liczby godzin w roku. Wielkość produkcji w danym roku może nie odzwierciedlać pełnej sprawności aktywów z uwagi na planowane remonty okresowe

Źródło: Emitent

(i) EC Pomorzany

EC Pomorzany jest jednym z trzech źródeł własnych spółki ZEDO (porównaj opis w punkcie 4.1.2.1. (iv) powyżej). W skład elektrociepłowni wchodzą dwa bloki energetyczne i jeden kocioł wodny.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,3 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 1.254,1 tys. GJ. Zużycie węgla kamiennego wyniosło w 2008 roku 0,3 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 0,2 mln ton. W 2008 roku wskaźnik awaryjności wyniósł: 0,7% dla bloków energetycznych oraz 0,0% dla kotła wodnego, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą: 90,1% dla bloków energetycznych oraz 92,7% dla kotła wodnego. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki awaryjności osiągnęły wartości odpowiednio 3,1% i 0,5%, natomiast wskaźniki dyspozycyjności 80,5% oraz 67,4%.

Proces modernizacji ZEDO był prowadzony sukcesywnie w latach 1990-2007. W EC Pomorzany przeprowadzono modernizację turbozespołów, układów spalania kotłów, automatyki i nastawni blokowej, składowiska odpadów paleniskowych, jak również zbudowano demonstracyjną instalację jednoczesnego odsiarczania i odazotowania spalin metodą wiązki elektronów. Ze względu na upływający w dniu 31 grudnia 2015 roku, określony indywidualnie dla tych instalacji Traktacie Akcesyjnym, okres przejściowy na emisje SO_2 dla EC Pomorzany (porównaj opis w punkcie 8.4. w Rozdziale VIII Prospektu), bloki A i B nie będą mogły pracować w obecnej postaci po tym terminie. Z uwagi na ich stan wypracowania planowane jest zastąpienie ich nową jednostką.

Informacje na temat głównych dostawców węgla kamiennego oraz głównych odbiorców energii elektrycznej oraz ciepła wyprodukowanego w jednostkach wchodzących w skład ZEDO zostały przedstawione w punkcie 4.1.2.1. (iv) powyżej.

(ii) EC Szczecin

EC Szczecin jest jednym z trzech źródeł własnych spółki ZEDO (porównaj opis w punkcie 4.1.2.1. (iv) powyżej). W skład elektrociepłowni wchodzą trzy turbozespoły parowe.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,09 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 974,3 tys. GJ. Zużycie węgla kamiennego wyniosło w 2008 roku 0,2 mln ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 0,08 mln ton. W 2004 roku w EC Szczecin zainstalowano instalację umożliwiającą współspalanie biomasy. Maksymalny udział wagowy biomasy w stosunku do masy spalanego węgla wynosi w EC Szczecin dla kotłów rusztowych 48,7%, a dla kotłów pyłowych 10%. W 2008 roku wskaźnik awaryjności wyniósł: 5% dla kotłów i 36,4% dla turbin (układ kolektorowy), zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą: 86,4% dla kotłów i 74,3% dla turbin. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki awaryjności osiągnęły wartości odpowiednio 0,2% i 2,3%, natomiast wskaźniki dyspozycyjności odpowiednio 92,5% i 64,3%.

Proces modernizacji ZEDO był prowadzony sukcesywnie w latach 1990-2007. W EC Szczecin przeprowadzono modernizację kotłów, elektrofiltrów i odpopielania, zainstalowano nową turbinę, zmodernizowano automatykę oraz miejsce składowania odpadów (w około 20%), a także rozpoczęto współspalanie biomasy. W roku 2011 kotły parowe i rusztowe opalane węglem kamiennym zostaną zastąpione nowym kotłem opalanym biomasą.

Informacje na temat głównych dostawców węgla kamiennego oraz głównych odbiorców energii elektrycznej oraz ciepła wyprodukowanego w jednostkach wchodzących w skład ZEDO zostały przedstawione w punkcie 4.1.2.1. (iv) powyżej.

(iii) ZEC Bydgoszcz

W skład ZEC Bydgoszcz, zlokalizowanego w województwie kujawsko-pomorskim, wchodzą trzy elektrociepłownie: Elektrociepłownia Bydgoszcz I, Elektrociepłownia Bydgoszcz II i Elektrociepłownia Bydgoszcz III. W skład ZEC Bydgoszcz wchodzi siedem zespołów turbinowych.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku łączna produkcja energii elektrycznej netto w Grupie Bydgoszcz wyniosła 0,3 TWh, a łączna produkcja ciepła netto 3.742,6 tys. GJ. W omawianym okresie energię elektryczną produkowano wyłącznie w Elektrociepłowni Bydgoszcz II, natomiast ciepło w Elektrociepłowni Bydgoszcz I i II.

W 2008 roku zużycie węgla kamiennego w Elektrociepłowniach Bydgoszcz I i II wyniosło, odpowiednio, 24,8 tys. ton oraz 487,1 tys. ton, zaś zużycie oleju opałowego w Elektrociepłowni Bydgoszcz II i III wynosiło odpowiednio 635,0 ton oraz 21,0 ton. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku zużycie węgla kamiennego w Elektrociepłowniach Bydgoszcz I i II wyniosło, odpowiednio, 16,6 tys. ton oraz 239,8 tys. ton.

Wskaźnik awaryjności dla Elektrociepłowni Bydgoszcz I w 2008 roku wyniósł 30,7%, zaś wskaźnik dyspozycyjności czasowej osiągnął wartość równą 67,5% (kotły wodne). W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 1,0% i 76,6%.

Wskaźnik awaryjności dla Elektrociepłowni Bydgoszcz II w 2008 roku wyniósł: 3,9% (kotły parowe), 1,2% (turbozespoły), 1,0% (kocioł wodny), zaś wskaźnik dyspozycyjności czasowej osiągnął wartość równą: 80,6% (kotły parowe), 82,3% (turbozespoły), 94,3% (kocioł wodny). W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki awaryjności osiągnęły wartości odpowiednio 2,6%, 0,0%, 0,9%, zaś wskaźniki dyspozycyjności czasowej odpowiednio 72,4%, 67,4%, 99,9%.

Wskaźnik awaryjności dla Elektrociepłowni Bydgoszcz III w 2008 roku wyniósł: 3,5% (kotły parowe) i 0% (turbozespoły), zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą: 99,9% (kotły parowe) i 100% (turbozespoły).

W roku 2008 głównym dostawcą węgla kamiennego dla ZEC Bydgoszcz była Kompania Węglowa S.A, która dostarczyła blisko 60% całkowitego wolumenu zakupionego węgla kamiennego. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 89% całkowitego wolumenu węgla kamiennego było zakupione za pośrednictwem PGE Electra z Kompanii Węglowej S.A.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej wytworzonej przez ZEC Bydgoszcz (98,8%) nabył Emitent, natomiast największą ilość ciepła wytworzonego przez ZEC Bydgoszcz (70,6%) nabyło Komunalne Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Bydgoszczy.

(iv) EC Gorzów

EC Gorzów jest zlokalizowana w województwie lubuskim. W skład elektrociepłowni wchodzą blok gazowo-parowy ECI i blok energetyczny ECII opalany węglem.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,3 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 976,2 tys. GJ. W 2008 roku zużycie węgla kamiennego wyniosło 98,2 tys. ton, a gazu ziemnego 197,4 mln m^3. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wielkości te wyniosły odpowiednio 44,5 tys. ton oraz 122,4 mln m^3. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 6,61%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 85,2%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły odpowiednio 0,1% i 82,2%.

W 2008 roku jedynym dostawcą węgla kamiennego dla EC Gorzów była Kompania Węglowa S.A., natomiast dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A., dostarczając gaz wydobywany lokalnie. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku całość węgla kamiennego dla EC Gorzów była zakupiona za pośrednictwem PGE Electra od Kompanii Węglowej S.A., zaś jedynym dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej wytworzonej przez EC Gorzów (80,9%) odebrał Emitent, natomiast największą ilość ciepła (64,9%) odebrało Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Gorzów Sp. z o.o. w Gorzowie.

(v) EC Lublin-Wrotków

EC Lublin-Wrotków jest zlokalizowana w województwie lubelskim. W skład elektrociepłowni wchodzą blok gazowo-parowy oraz kotły wodne.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,6 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 1.656,4 tys. GJ. W 2008 roku zużycie gazu ziemnego wyniosło 230,2 mln m^3, a zużycie węgla kamiennego wyniosło 20,8 tys. ton. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wielkości te wyniosły odpowiednio 127,4 mln m^3 oraz 6,2 tys. ton. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 0,1% dla bloku gazowo-parowego oraz 0% dla kotłów wodnych, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 93,5% dla bloku gazowo-parowego oraz 94,7% dla kotłów wodnych. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki awaryjności osiągnęły wartości odpowiednio 0,0% i 0,0%, zaś wskaźniki dyspozycyjności odpowiednio 90,4% i 93,3%.

W 2008 roku głównym dostawcą węgla kamiennego dla EC Lublin-Wrotków był Katowicki Holding Węglowy S.A., który dostarczył 66% całkowitego wolumenu zakupionego węgla kamiennego, a jedynym dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku jedynym dostawcą węgla kamiennego był Katowicki Holding Węglowy S.A., zaś jedynym dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Energia elektryczna wytworzona przez EC Lublin-Wrotków w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku została w całości odebrana przez Emitenta, a wyprodukowane ciepło zostało w całości odebrane przez Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Lublinie.

(vi) EC Rzeszów

EC Rzeszów jest zlokalizowana w województwie podkarpackim. W skład elektrociepłowni wchodzą blok gazowo-parowy oraz węglowe kotły wodne rusztowe oraz pyłowe.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto w EC Rzeszów wyniosła 0,3 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 1.100,5 tys. GJ. W 2008 roku zużycie gazu ziemnego wyniosło 104,9 mln m^3, a zużycie węgla kamiennego wyniosło 26,9 tys. ton. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wielkości te wyniosły odpowiednio 64,9 mln m^3 oraz 19,8 tys. ton. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł: 0,77% dla bloku gazowo-parowego, 0,0% dla kotłów węglowych, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą: 92,74% dla bloku gazowo-parowego oraz 95,06% dla kotłów węglowych. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki awaryjności osiągnęły wartości 0,0%, natomiast wskaźniki dyspozycyjności odpowiednio 91,15% i 92,18%.

W 2008 roku jedynym dostawcą węgla kamiennego dla EC Rzeszów był Katowicki Holding Węglowy S.A., a jedynym dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku dostawy węgla do EC Rzeszów realizowane były za pośrednictwem PGE Electra z Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., zaś jedynym dostawcą gazu ziemnego było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Energia elektryczna wytworzona przez EC Rzeszów w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku została niemal w całości odebrana przez Emitenta, natomiast największą ilość ciepła wytworzonego przez EC Rzeszów (99,1%) odebrało Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej – Rzeszów Sp. z o.o. w Rzeszowie.

(vii) EC Kielce

EC Kielce jest zlokalizowana w województwie świętokrzyskim. W skład elektrociepłowni wchodzą blok energetyczny oraz kotły wodne. EC Kielce pracuje w oparciu o paliwo, jakim jest węgiel kamienny w postaci miału węglowego. W grudniu 2008 roku w elektrociepłowni uruchomiono blok energetyczny umożliwiający współspalanie biomasy.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,02 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 964,1 tys. GJ. W 2008 roku zużycie węgla kamiennego wyniosło 83,8 tys. ton, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 48,4 tys. ton. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 0,3%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 84,1%. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 1,0% i 87,2%.

W 2008 roku jedynym dostawcą węgla kamiennego dla EC Kielce był Katowicki Holding Węglowy S.A. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku spółka nabywała węgiel kamienny od Katowickiego Holdingu Węglowego S.A., z czego 36% całkowitego wolumenu węgla kamiennego zostało zakupione za pośrednictwem PGE Electra.

Energia elektryczna wytworzona przez EC Kielce w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku została w całości odebrana przez ZEORK. Natomiast największą ilość ciepła wytworzonego przez EC Kielce (96,2%) odebrało Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Kielcach.

(viii) Energetyka Boruta

Energetyka Boruta jest zlokalizowana w województwie łódzkim. W skład elektrociepłowni wchodzą dwa kotły energetyczne i jeden kocioł ciepłowniczy.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku produkcja energii elektrycznej netto wyniosła 0,02 TWh, natomiast produkcja ciepła netto wyniosła 286,2 tys. GJ. W 2008 roku zużycie węgla kamiennego wyniosło 11,3 tys. ton, węgla brunatnego 68,6 tys. ton, a biomasy 2,9 tys. ton. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wielkości te wyniosły odpowiednio 4,4 tys. ton, 41,2 tys. ton oraz 8,0 tys. ton. W 2008 roku w Energetyce Boruta zainstalowano instalację umożliwiającą współspalanie biomasy. W 2008 roku udział wagowy biomasy w stosunku do masy spalanego węgla wyniósł 30,6%, natomiast w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 18,7%. Wskaźnik awaryjności w 2008 roku wyniósł 4,0%, zaś wskaźnik dyspozycyjności osiągnął wartość równą 96,0%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wskaźniki te osiągnęły wartości odpowiednio 1,6% i 99,5%.

W 2008 roku jedynym dostawcą węgla brunatnego dla Energetyki Boruta była KWB Bełchatów, dostawcą węgla kamiennego była Kompania Węglowa ZG Piekary, zaś jedynym dostawcą mazutu był PKN Orlen S.A. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku całość węgla kamiennego dla Energetyki Boruta była zakupiona za pośrednictwem PGE Electra od Kompanii Węglowej S.A., jedynym dostawcą węgla brunatnego była KWB Bełchatów, zaś jedynym dostawcą mazutu był PKN Orlen S.A.

W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku największą ilość energii elektrycznej (40,2%) wytworzonej przez Energetykę Boruta odebrał ŁZE, natomiast największą ilość ciepła (89,7%) odebrał Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

4.2. Energetyka odnawialna i elektrownie szczytowo-pompowe

4.2.1. Wprowadzenie

Grupa PGE wytwarza również energię elektryczną w elektrowniach szczytowo-pompowych i w odnawialnych źródłach energii. Łącznie Grupa PGE posiada 36 elektrowni wodnych o łącznej mocy około 1.602 MW oraz farmę wiatrową o łącznej mocy 30 MW. Ponadto Grupa PGE posiada instalacje z zakresu energetyki biomasowej oraz planuje uruchomić biogazownie (porównaj opis w punkcie 3.6. powyżej).

Działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych jest prowadzona za pośrednictwem spółek zależnych Emitenta, głównie z grupy kapitałowej PGE Energia Odnawialna. Ponadto działalność tę prowadzą inne elektrownie i elektrociepłownie (Elektrownia Dolna Odra, Elektrownia Opole, Elektrownia Turów, EC Szczecin, EC Kielce oraz Energetyka Boruta) współspalające biomasę w procesie wytwarzania energii elektrycznej (porównaj opis w punktach 4.1.2.1. oraz 4.1.2.2. powyżej). Do roku 2020 Grupa zamierza pozyskiwać około 2.700 MW w oparciu o energetykę odnawialną. Energia odnawialna wytwarzana w Grupie PGE, inna niż pochodząca ze współspalania biomasy lub spalania biomasy, jest aktualnie sprzedawana do: (i) sprzedawcy z urzędu po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym, ustalanej przez Prezesa URE, lub (ii) na rynkach giełdowych i platformach obrotu energii, po cenach rynkowych SPOT.

Przedsiębiorstwa wytwarzające energię ze źródeł odnawialnych uzyskują świadectwa pochodzenia energii (tzw. zielone certyfikaty). Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są przedmiotem obrotu.

W Grupie PGE obrót prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii (tzw. zielone certyfikaty) i w kogeneracji z energią cieplną (tzw. czerwone i żółte certyfikaty) jest koordynowany i zarządzany przez PGE Electra (porównaj opis w punkcie 4.3.2. poniżej).

4.2.2. Elektrownie wodne

Obecnie w Grupie PGE funkcjonuje 36 elektrowni wodnych, z których 29 znajduje się w grupie kapitałowej PGE Energia Odnawialna. Elektrownie wodne są usytuowane nad rzekami i wytwarzają energię, wykorzystując turbinę wodną, którą napędza energia spiętrzonej wody, a turbina wodna z kolei napędza generator. Część elektrowni wodnych wyposażona jest w zbiorniki, które gromadzą wodę przy dopływach przekraczających ich możliwości produkcyjne. Zgromadzona woda jest przechowywana do późniejszego wykorzystania do pracy podszczytowej jako uzupełnienie systemu energetycznego w energię. Elektrownie wodne produkują tzw. czystą energię, ale możliwości ich lokalizacji w Polsce są ograniczone. Ponadto duże elektrownie wodne wprowadzają istotne zmiany w rozległych ekosystemach. Żywotność tych elektrowni może przekraczać 100 lat.

Elektrownie szczytowo-pompowe są specjalnym typem elektrowni wodnych. Dla swojej działalności wymagają dwóch zbiorników wodnych (dolnego i górnego) połączonych ze sobą kanałem lub rurociągami. Przy dolnym zbiorniku lub przy zaporze górnego zbiornika zlokalizowana jest elektrownia. Elektrownie szczytowo-pompowe świadczą usługi regulacyjne dla krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez zapewnienie jego stabilności, dostarczanie energii biernej, magazynowanie nadmiaru mocy w systemie i dostarczanie mocy do systemu w momencie zapotrzebowania. Elektrownie szczytowo-pompowe posiadające dopływ naturalny wód rzeki do górnego zbiornika generują również pewną część energii ze źródeł odnawialnych. Głównym odbiorcą energii elektrycznej produkowanej przez elektrownie szczytowo-pompowe, jak i świadczonych przez nie usług jest OSP.

Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku łącznie zainstalowane moce elektrowni wodnych z Grupy PGE wyniosły około 1.602 MW, w tym: (i) dwie elektrownie szczytowo-pompowe 1.216 MW, (ii) dwie elektrownie szczytowo-pompowe z dopływem naturalnym 291,5 MW, (iii) elektrownie przepływowe 94,3 MW. Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku łączna moc zainstalowana w elektrowniach wodnych Grupy nie uległa zmianie. Jednostkami o największych możliwościach produkcyjnych są elektrownie szczytowo-pompowe, w tym największa w Polsce elektrownia

tego typu – Elektrownia Wodna Żarnowiec (wyposażona w cztery hydrozespoły o nominalnej mocy 716 MW w pracy turbinowej, oraz 800 MW w pracy pompowej) oraz druga co do wielkości w Polsce Elektrownia Wodna Żar (wyposażona w cztery hydrozespoły o mocy 500 MW dla pracy turbinowej oraz 540 MW dla pracy pompowej). Łącznie produkcja energii elektrycznej netto w elektrowniach wodnych w Grupie PGE w 2008 roku wyniosła około 1 TWh, w tym 0,5 TWh energii odnawialnej, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosła około 0,5 TWh, w tym 0,3 TWh energii odnawialnej.

Pomimo niesprzyjających warunków hydrologicznych występujących w Polsce, możliwa jest realizacja szeregu mniejszych projektów przepływowych elektrowni wodnych, przy czym ich potencjał jest wielokrotnie niższy od projektów wiatrowych. Grupa obecnie przygotowuje rozpoznanie możliwości wykorzystania i lokalizacji na jazach małych elektrowni wodnych (porównaj opis w punkcie 3.6. powyżej).

4.2.3. Elektrownie wiatrowe

W elektrowniach wiatrowych wykorzystuje się siłę wiatru, która poprzez łopaty wirnika napędza generator. Technologia ta jest relatywnie droga w stosunku do energetyki konwencjonalnej i stwarza duże problemy regulacyjne w sieciach, ale wytwarza energię bez emisji CO_2 i innych zanieczyszczeń.

Grupa PGE jest w początkowej fazie realizacji programu rozwoju energetyki wiatrowej, głównie za pośrednictwem grupy kapitałowej PGE Energia Odnawialna. Obecnie Grupa PGE rozwija swe doświadczenia na bazie farmy wiatrowej – Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o., która rozpoczęła wytwarzanie energii w grudniu 2007 roku. Według stanu na dzień 31 grudnia 2008 roku moc zainstalowana oraz osiągalna Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o. wynosiła 30 MW. Na dzień 30 czerwca 2009 roku moc zainstalowana oraz osiągalna nie uległy zmianie. Łączna produkcja energii elektrycznej netto w Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o. w 2008 roku wyniosła ponad 75 GWh, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym w dniu 30 czerwca 2009 roku wyniosła około 32 GWh. Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk Sp. z o.o. jest położona w centralnej Polsce, na zrekultywowanym zwałowisku zewnętrznym kopalni Bełchatów, i posiada 15 turbin wiatrowych, połączonych siecią średniego napięcia. Farma wiatrowa jest podłączona do sieci 110 kV. Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk Sp. z o.o. posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do dnia 31 grudnia 2025 roku.

Obecnie projekty budowy elektrowni wiatrowych, prowadzone w ramach grupy kapitałowej PGE Energia Odnawialna znajdują się w różnej fazie przygotowania do realizacji (porównaj opis w punkcie 3.6. powyżej). Realizacja programu inwestycyjnego w zakresie budowy lądowych i morskich farm wiatrowych ma przyczynić się do zrównoważenia zapotrzebowania Grupy na energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, poprawić wskaźnik emisji CO_2 oraz zapewnić dostęp do świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych. Z uwagi na ograniczony potencjał hydrologiczny oraz solarny Polski budowa nowych mocy w elektrowniach wiatrowych stanowi kluczowy element strategii Grupy PGE w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w źródłach odnawialnych.

4.2.4. Biomasa

W związku z obowiązującymi regulacjami (porównaj opis w punkcie 7. w Rozdziale VIII Prospektu) zakładany jest wzrost wolumenu produkcji energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii. Jedną z form wypełnienia tych założeń jest produkcja energii elektrycznej pochodzącej ze spalania i współspalania biomasy (drewno odpadowe z produkcji leśnej, rośliny z upraw energetycznych, pelety, brykiety, bioolej i inne), która w Grupie PGE realizowana jest w ramach linii biznesowej Wydobycie i Wytwarzanie.

Na dzień Prospektu instalacje umożliwiające współspalanie biomasy z węglem są zainstalowane w ZEDO (w Elektrowni Dolna Odra i EC Szczecin), Elektrowni Opole, Elektrowni Turów, EC Kielce i w Energetyce Boruta. W 2008 roku wskazane wyżej jednostki (poza Elektrownią Turów, gdzie instalacja została uruchomiona w lipcu 2009 roku) wyprodukowały łącznie 0,4 TWh energii zielonej z biomasy, a okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku – 0,2 TWh. Na marzec 2010 roku zaplanowane jest przekazanie do eksploatacji w Elektrowni Dolna Odra instalacji do podawania biomasy pochodzenia rolniczego z pominięciem młynów węglowych na bloku nr 5.

Na dzień Prospektu w Grupie przygotowywanych jest szereg inwestycji w energetykę biomasową w większości z istniejących lokalizacji (porównaj opis w punkcie 3.6. powyżej). Produkcja energii odnawialnej w tych instalacjach do 2012 roku ma osiągnąć co najmniej 1300 GWh rocznie.

4.3. Obrót Hurtowy

4.3.1. Wprowadzenie

Działalność Grupy PGE w obszarze obrotu hurtowego realizowana jest głównie przez PGE Electra oraz przez Emitenta. W poprzednich latach istotniejszą rolę w tym segmencie odgrywał Emitent, który był stroną kontraktów długoterminowych (KDT), rozwiązanych z dniem 1 kwietnia 2008 roku.

Obszar hurtowego obrotu energią elektryczną w ramach Grupy PGE obejmuje całość relacji transakcyjnych związanych z handlem energią pomiędzy podmiotami zajmującymi się wytwarzaniem energii elektrycznej, Spółkami Sprzedaży Detalicznej, spółkami OSD oraz podmiotami dokonującymi obrotu energią w celu dalszej odsprzedaży. Ponadto obszar obrotu hurtowego w Grupie PGE obejmuje obrót niektórymi paliwami (porównaj opis w punkcie 6. poniżej), uprawnieniami do emisji oraz prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnych źródłach energii i świadectw pochodzenia energii z kogeneracji.

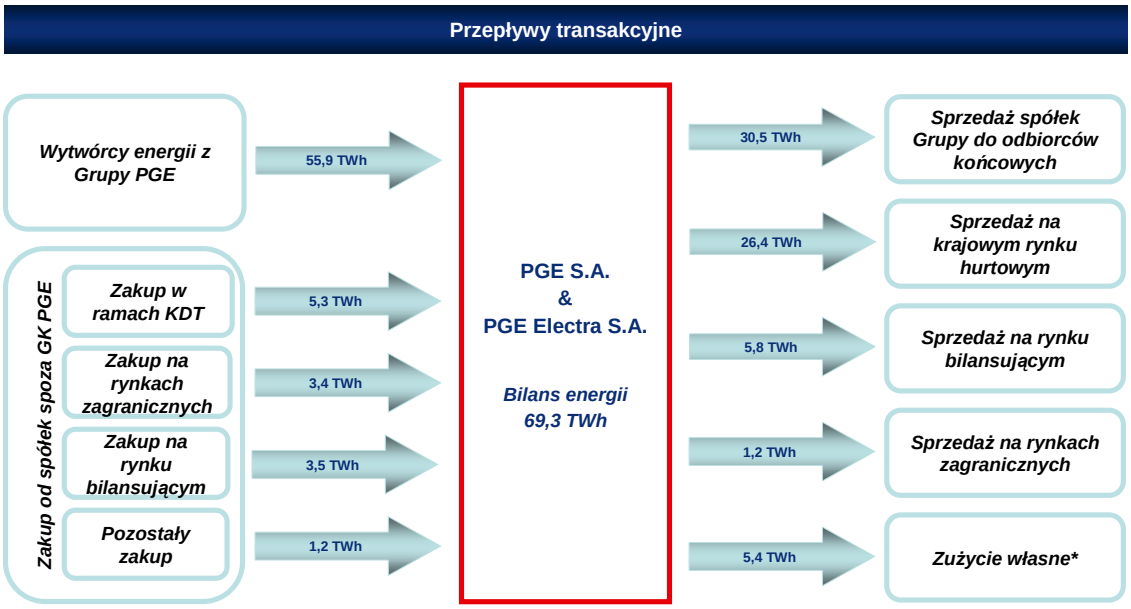
W ramach prowadzonych w Grupie PGE działań integracyjnych zmierzających do koncentracji w PGE Electra większości operacji hurtowego handlu energią elektryczną, w 2008 roku PGE Electra przejęła od PGE GiE obsługę hurtowej działalności handlowej oraz jej struktury handlowe.

Dalsze działania integracyjne w tym zakresie obejmują m.in. plany integracji systemów informatycznych wykorzystywanych w hurtowym obrocie energią elektryczną.

W 2008 roku produkcja własna energii elektrycznej Grupy PGE (z wyłączeniem produkcji z Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o., elektrowni wodnych ZEW-Porąbka Żar S.A. oraz EGO-Odra S.A.) wyniosła 55,9 TWh, przy czym sprzedaż do odbiorców końcowych Grupy PGE wyniosła 30,5 TWh, a sprzedaż na rynku hurtowym wyniosła 26,4 TWh.

Przepływy transakcyjne w ramach segmentu hurtowego na przykładzie 2008 roku w uproszczeniu przedstawia poniższy wykres:

Wykres 1: Przepływy transakcyjne w ramach segmentu hurtowego na przykładzie 2008 roku



* Zużycie własne obejmuje także energię na pokrycie różnicy bilansowej przez spółki OSD; w 2008 roku sprzedaż energii na straty do OSD odbywała się za pośrednictwem Spółek Sprzedaży Detalicznej

Źródło: Emitent

4.3.2. Model obrotu energią elektryczną w Grupie PGE

Zgodnie z obecnym modelem obrotu energią elektryczną w Grupie PGE jednostki wytwórcze Grupy sprzedają energię elektryczną głównie do Emitenta. Elektrownie i elektrociepłownie z Grupy PGE sprzedają energię elektryczną także do OSP w ramach świadczenia przez nie regulacyjnych usług systemowych (RUS). Energia zakupiona przez Emitenta jest sprzedawana spółkom z Grupy PGE, tj. Spółkom Sprzedaży Detalicznej i PGE Electra, która to nabytą energię elektryczną sprzedaje kontrahentom (spółkom obrotu) spoza Grupy PGE, na rynku krajowym lub zagranicznym oraz uzupełniająco Spółkom Sprzedaży Detalicznej z Grupy PGE. Spółki Sprzedaży Detalicznej z Grupy PGE, poza PGE i PGE Electra, dokonują zakupów energii także z lokalnych źródeł wytwórczych zlokalizowanych na obszarze, na którym spółki te pełnią funkcję sprzedawcy z urzędu. Część zakupionej energii Spółki Sprzedaży Detalicznej odsprzedają spółkom OSD z Grupy PGE na potrzeby pokrycia różnicy bilansowej. Ponadto PGE Electra rozwija także obrót hurtowy z podmiotami spoza Grupy PGE, zwiększając wolumen energii elektrycznej nabywanej od podmiotów niepowiązanych.

W ramach obrotu hurtowego energią PGE Electra zawiera umowy ramowe na dostawę energii elektrycznej (tzw. umowy EFET). Ryzyko związane z zawartymi umowami EFET w związku z obniżeniem się kapitałów własnych PGE Electra w 2009 roku zostało opisane w punkcie 1.3.31. w Rozdziale II Prospektu.

4.3.3. Obrót hurtowy na rynku krajowym

Obrót hurtowy na rynku krajowym prowadzony jest przez Grupę PGE w sposób przejrzysty, zapewniający równe traktowanie wszystkich kontrahentów, na zasadach w pełni rynkowych.

Sprzedaż energii elektrycznej prowadzona jest w oparciu o różne formy zawierania transakcji. Większość energii elektrycznej sprzedawana jest w kontraktach terminowych. W celu zagwarantowania transparentności prowadzonej działalności preferowaną formą sprzedaży energii są przetargi nieograniczone organizowane przez PGE Electra, które cieszą się dużym zainteresowaniem na rynku. Poza przetargami energia elektryczna sprzedawana jest na rynkach zorganizowanych: na giełdzie (Towarowej Giełdzie Energii S.A.) i na platformach obrotu (Platformie Obrotu Energią Elektryczną oraz Tradition Financial Services), a także na podstawie ramowych umów sprzedaży i porozumień zawartych z poszczególnymi partnerami w wyniku negocjacji dwustronnych.

Oprócz kontraktów terminowych energia sprzedawana jest również w segmencie SPOT obejmującym transakcje spot na Rynku Dnia Następnego prowadzonym przez Towarową Giełdę Energii S.A., przez Platformę Obrotu Energią Elektryczną oraz platformę brokerską (Tradition Financial

Services) (porównaj opis w punkcie 3.4.3. w Rozdziale XII Prospektu). Platforma Obrotu Energią Elektryczną prowadzona jest przez Elbis sp. z o.o., spółkę zależną Elektrowni Bełchatów.

4.3.4. Obrót hurtowy na rynku zagranicznym

Obrót hurtowy na rynkach zagranicznych prowadzony jest przez Emitenta, PGE Electra oraz jej spółkę zależną ELECTRA Deutschland GmbH. Emitent formalnie pozostaje stroną niewielkiej liczby tzw. kontraktów historycznych, tj. długoterminowych kontraktów eksportowo-importowych energii elektrycznej zawartych z odbiorcami zagranicznymi w latach ubiegłych. Kontrakty te obsługiwane są przez PGE Electra na podstawie umowy o współpracę zawartej z Emitentem.

W ramach obrotu hurtowego na rynku zagranicznym, w 2008 roku łączny wolumen działalności Grupy PGE w zakresie eksportu i importu energii był stosunkowo niewielki (odpowiednio 1,2 TWh eksportu i 3,4 TWh importu w 2008 roku), głównie ze względu na istotne ograniczenia w transgranicznych mocach przesyłowych, ustalone przez OSP. Dla realizacji niektórych kierunków międzynarodowego handlu energią elektryczną niezbędne jest zarezerwowanie u OSP transgranicznych mocy przesyłowych, które oferowane są na specjalnych aukcjach (dziennych, miesięcznych, rocznych). Dłuższe czasookresy aukcji pozwalają na podpisanie odpowiednio długich kontraktów na handel energią z kontrahentami zagranicznymi.

4.3.5. Model obrotu uprawnieniami do emisji CO_2

W ramach obszaru obrotu hurtowego PGE Electra odpowiada w Grupie PGE za działania handlowe w zakresie zbilansowania poszczególnych przedsiębiorstw wytwórczych z Grupy PGE w odpowiedni poziom uprawnień do emisji CO_2. W celu realizacji wyżej wymienionego obowiązku PGE Electra zawarła z wytwórcami z Grupy umowy ramowe sprzedaży uprawnień do emisji CO_2, w ramach których są sporządzane i aktualizowane na bieżąco harmonogramy zakupu/sprzedaży uprawnień, w których podmioty należące do Grupy PGE deklarują swoje potrzeby w zakresie zakupu/sprzedaży uprawnień CO_2 (EUA i CER). PGE Electra pozyskuje uprawnienia do emisji CO_2 (EUA) oraz jednostki redukcji CER i ERU w ilości wynikającej ze strategii wytwarzania i bilansowania emisji oraz uprawnień CO_2, przyznanych jednostkom wytwórczym Grupy PGE w ramach KPRU II na lata 2008-2012 (porównaj opis w punkcie 8.2. poniżej). PGE Electra jest stroną szeregu umów ramowych z instytucjami finansowymi prowadzącymi obrót uprawnieniami do emisji oraz innymi uczestnikami rynku CO_2 w oparciu o istniejące na rynku standardy umów: IETA, ISDA, EFET Allowances Appendix. PGE Electra uczestniczy także w transakcjach dokonywanych na giełdzie BlueNext, European Climate Exchange (ECX), Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE), a także w ramach platformy obrotu Climex (w zakresie opisu wspomnianych giełd porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale XII Prospektu). W najbliższym czasie PGE Electra planuje zostać członkiem kolejnych giełd oraz platform obrotu, w tym np. Nordpool oraz EEX.

4.3.6. Model obrotu prawami majątkowymi ze świadectw pochodzenia OZE i świadectw pochodzenia energii z kogeneracji

Część energii wyprodukowanej w ramach Grupy PGE jest wytwarzana w odnawialnych źródłach energii lub w wysokosprawnej kogeneracji. Prawa majątkowe do świadectw pochodzenia tak wytworzonej energii są przedmiotem obrotu wewnątrz Grupy PGE oraz na rynku. W Grupie PGE nabywcami praw majątkowych są Spółki Sprzedaży Detalicznej, na których ciąży obowiązek wywiązania się z wymogów formalnych nałożonych przez Prawo Energetyczne dotyczących uzyskiwania certyfikatów i przedstawienia ich do umorzenia Prezesowi URE (lub poniesienia opłaty zastępczej).

Prawa majątkowe do energii wytworzonej przez podmioty w Grupie PGE w ilości nieprzekraczającej zapotrzebowania Spółek Sprzedaży Detalicznej są przedmiotem umów sprzedaży zawartych bezpośrednio pomiędzy wytwórcami a SSD. Ze względu na znaczną liczbę tych kontraktów oraz konieczność ich wzajemnej koordynacji PGE Electra pełni rolę agenta w stosunku do obrotu prawami majątkowymi wewnątrz Grupy, co pozwala zminimalizować koszty koniecznych opłat.

W Grupie PGE występuje obecnie zróżnicowany bilans praw majątkowych. W odniesieniu do praw majątkowych ze świadectw pochodzenia wytworzenia energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach opalanych gazem i o mocy elektrycznej zainstalowanej mniejszej niż 1 MW (tzw. certyfikaty żółte), Grupa PGE dysponuje nadwyżką podaży nad zapotrzebowaniem Spółek Sprzedaży Detalicznej wewnątrz Grupy PGE. Nadwyżki praw majątkowych kupowane są od wytwórców z Grupy PGE przez PGE Electra i sprzedawane na rynku.

W przypadku praw majątkowych ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z pozostałej wysokosprawnej kogeneracji (tzw. certyfikaty czerwone) i w odnawialnych źródłach energii (tzw. certyfikaty zielone) bilans praw majątkowych w Grupie PGE jest ujemny. Niedobór praw Grupy – w razie ukształtowania się korzystnych cen praw majątkowych na rynku – pokrywany jest przez PGE Electra, która w tym celu nabywa uprawnienia od podmiotów spoza Grupy. Podejmowane działania obejmują kierowanie indywidualnych zapytań ofertowych do zewnętrznych wytwórców energii elektrycznej dysponujących prawami majątkowymi oraz do pośredników handlowych, publikację zaproszeń do sprzedaży praw majątkowych, udział w przetargach i konkursach ofert praw majątkowych. Ponadto monitorowane są notowania praw majątkowych na rynkach zorganizowanych celem nabywania praw majątkowych na sesjach Towarowej Giełdy Energii. Zakupione przez PGE Electrę prawa majątkowe są następnie odsprzedawane Spółkom Sprzedaży Detalicznej.

Dodatkowo PGE Electra prowadzi również obrót prawami majątkowymi na własny rachunek.

4.4. Dystrybucja energii elektrycznej

4.4.1. Wprowadzenie

W ramach Grupy PGE dystrybucja energii elektrycznej realizowana jest przez 8 odrębnych spółek, będących operatorami systemu dystrybucyjnego (OSD): ZEŁT, ZKE Dystrybucja, RZE Dystrybucja, LUBZEL Dystrybucja, ZEORK Dystrybucja, ŁZE Dystrybucja, ZEB Dystrybucja, ZEW-T Dystrybucja.

Grupa PGE świadczy obecnie za pośrednictwem spółek zależnych usługi dystrybucyjne na rzecz ponad 5 mln klientów. Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczanej przez spółki z Grupy PGE odbiorcom końcowym w 2008 roku wynosiła około 30,7 TWh, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wyniosła 14,7 TWh.

Podstawowe dane na temat spółek OSD przedstawia poniższa tabela:

Tabela 4: Dane na temat spółek OSD

	Obszar działania (tys. km²)	Dystrybucja energii elektrycznej w 2008[5)]	Dystrybucja energii elektrycznej w I półroczu 2009[5)]	Wartość majątku netto[2)] stan na 30.06.2007 roku[3)]	Wartość majątku netto[2)] stan na 30.06.2009 roku
Spółka	**tys. km²**	**GWh**	**GWh**	**tys. PLN**	**tys. PLN**
LUBZEL Dystrybucja[4)]	12,1	3.450	1.633	700.264	1.632.433
ŁZE Dystrybucja	1,5	2.957	1.460	343.116	888.130
RZE Dystrybucja	16,4	4.200	1.892	755.922	1.738.341
ZEB Dystrybucja	27,2	3.153	1.519	817.535	2.013.485
ZEŁT[1)]	15,1	4.441	2.202	610.007	644.576
ZEORK Dystrybucja	16,5	4.978	2.381	565.521	1.934.028
ZEW-T Dystrybucja	18,3	5.533	2.732	1.200.163	2.471.855
ZKE Dystrybucja	15,3	1.945	929	444.801	1.230.440
RAZEM	**122,4**	**30.657**	**14.748**	**5.404 983**	**12.553 288**

[1)] Z uwagi na zrealizowany odmienny model rozdzielenia działalności dystrybucyjnej od pozostałych rodzajów działalności nie było dokonane przeszacowanie wartości majątku

[2)] Wartość majątku netto Spółki rozumiana jako suma rzeczowych aktywów trwałych i wartości niematerialne i prawne zgodnie ze sprawozdaniem finansowym wg PSR

[3)] Stan na 30 czerwca 2007 roku – wartość przed przeszacowaniem zgodnie z jednostkowymi sprawozdaniami finansowymi za 2007 rok spółek SSD (z wyłączeniem ZEŁT)

[4)] Łącznie z dostawą energii do ZA Puławy S.A.

[5)] Łącznie z doszacowaniem

Źródło: Emitent

Dystrybucja energii elektrycznej jest działalnością regulowaną, a taryfy spółek dystrybucyjnych na świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Umowy z odbiorcami zawierane są w oparciu o różne wzorce, stosowane w poszczególnych spółkach Grupy PGE. Co do zasady, zawarte w nich warunki spełniają odpowiednie wymogi przewidziane dla tego typu umów w Prawie Energetycznym. Jednak niektóre ze stosowanych wzorców umów, zwłaszcza pochodzące z lat ubiegłych, mogą nie być dostosowane do aktualnych regulacji (zwłaszcza w stosunkach z konsumentami). Spółki dystrybucyjne zawierają umowy z odbiorcami przyłączonymi do ich sieci, umowy ze sprzedawcami dostarczającymi energię dla odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy (zasady TPA) oraz ze sprzedawcami z urzędu, tj. ze Spółkami Sprzedaży Detalicznej, które sprzedają energię elektryczną klientom przyłączonym do sieci tych spółek dystrybucyjnych. Obowiązkiem spółek dystrybucyjnych jako operatorów systemów dystrybucyjnych jest zapewnienie niedyskryminacyjnego traktowania podmiotów w zakresie zawierania umów ze sprzedawcami energii elektrycznej, podmiotami odpowiedzialnymi za bilansowanie handlowe dostaw oraz odbiorcami korzystającymi z prawa wyboru sprzedawcy. Wymaga to zapewnienia odbiorcom – klientom spółek dystrybucyjnych możliwości zmian sprzedawców, a w konsekwencji zorganizowania w tym zakresie własnej obsługi klienta.

Działalność dystrybucyjna stanowi monopol naturalny (na odpowiednim rynku lokalnym) i stąd podlega ścisłym regulacjom m.in. w zakresie taryfikacji usług oraz planowania rozwoju (inwestycji). W najbliższych latach oczekuje się w Polsce stopniowego rozwoju lokalnej konkurencji w sektorze dystrybucji. Dotyczyć to będzie w szczególności tych obszarów kraju, gdzie oprócz infrastruktury sieciowej należącej do spółek dystrybucyjnych – operatorów systemów dystrybucyjnych wydzielonych z dawnych zakładów energetycznych, istnieje alternatywna infrastruktura sieciowa należąca do innych operatorów (m.in. spółki PKP Energetyka S.A.). Operatorzy ci mogą prowadzić działania zmierzające do pozyskania nowych klientów i ich przyłączenia do swoich sieci dystrybucyjnych.

4.4.2. Odbiorcy

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości dystrybuowanej energii elektrycznej oraz liczy odbiorców spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE w rozbiciu na poszczególne grupy taryfowe w roku 2008 oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku.

Tabela 5: Informacje na temat ilości dystrybuowanej energii elektrycznej oraz liczby odbiorców spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE

	2008 rok		Okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku	
Grupy taryfowe	**Dystrybucja energii elektrycznej (w GWh)**	**Liczba odbiorców**	**Dystrybucja energii elektrycznej (w GWh)**	**Liczba odbiorców**
A	5.718	73	2.509	76
B	9.984	9.149	4.652	9 270
C+R	6.175	506.062	3.174	505 159
G	8.807	4.501.862	4.567	4 521 776
RAZEM bez doszacowania	**30.684**	**5.017.146**	**14.902**	**5 036 281**
Doszacowanie	-27	nd	-154	nd
RAZEM z doszacowaniem	**30.657**	**nd**	**14.748**	**nd**

W 2008 roku, pod względem wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej, największą grupę odbiorców stanowili odbiorcy z grupy taryfowej B oraz z grupy taryfowej G. W 2008 roku ich udział w całkowitej sprzedaży usług dystrybucyjnych wyniósł odpowiednio 33% i 29%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku po 31%. Sprzedaż usług dystrybucyjnych do odbiorców końcowych z pozostałych grup taryfowych kształtowała się na zbliżonym do siebie poziomie i wynosiła w 2008 roku odpowiednio 20% dla odbiorców z grup taryfowych C i R oraz 19% dla odbiorców z grupy taryfowej A, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 21% dla odbiorców z grup taryfowych C i R oraz 17% dla odbiorców z grupy taryfowej A.

4.4.3. Aktywa dystrybucyjne

Całkowity majątek sieciowy spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE obejmuje ponad 270 tys. km linii energetycznych (bez przyłączy) oraz ponad 86 tys. stacji wszystkich napięć. Wielkość majątku sieciowego będącego w posiadaniu poszczególnych spółek jest pochodną obszaru działania danej spółki i ilości odbiorców przyłączonych do sieci danej spółki.

Poniższa tabela przedstawia podstawowe informacje na temat głównych aktywów dystrybucyjnych spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE (dane według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku):

Tabela 6: Informacje na temat głównych aktywów dystrybucyjnych spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE

Składniki sieci*	LUBZEL DYSTRYBUCJA	ŁZE DYSTRYBUCJA	RZE DYSTRYBUCJA	ZEB DYSTRYBUCJA	ZEŁT	ZEW-T DYSTRYBUCJA	ZEORK DYSTRYBUCJA	ZKE DYSTRYBUCJA	Razem
Linie WN (km)	1.050,7	397,0	1.772,0	1.468,0	1.291,0	1.429,0	1.600,0	1.030,0	10.037,7
Linie SN (km)	12.195,6	3.787,5	13.488,0	18.590,0	14.016,0	16.828,0	15.064,0	12.395,0	106.364,1
Linie nN (km)**	17.957,3	9.220,5	22.874,0	21.568,0	19.198,0	25.612,0	21.770,0	15.440,0	153.639,8
Długość linii ogółem (km)	31.203,6	13.405,0	38.134,0	41.626,0	34.505,0	43.869,0	38.434,0	28.865,0	270.041,6
Liczba stacji ogółem (szt.)	9.387,0	3.433,0	10.985,0	14.197,0	11.499,0	16.390,0	12.414,0	8.573,0	86.878,0
Liczba stacji transformatorowych (szt.)	9.358,0	3.407,0	10.951,0	14.181,0	11.422,0	16.264,0	12.382,0	8.549,0	86.514,0
Moc stacji (MVA)	2.818,7	2.609,4	3.450,0	3.253,9	3.530,1	4.745,0	3.523,0	2.133,0	26.063,1
Wskaźnik strat sieciowych brutto (%)	6,03	7,99	3,94	8,51	5,57	5,80	4,22	5,81	5,68

* Linie w przeliczeniu na 1 tor

** Długość linii nN podawana jest bez przyłączy

Źródło: Emitent

Zmniejszenie ilości strat poprzez odpowiednio skierowane inwestycje w majątek dystrybucyjny to jedno z podstawowych zadań Grupy PGE w obszarze dystrybucji. Sieci dystrybucyjne spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE działają bowiem od wielu lat i w ocenie Grupy konieczne jest dokonanie znaczących inwestycji w celu zapewnienia ich bezpiecznego funkcjonowania. Sieci dystrybucyjne średniego i niskiego napięcia na terenach wiejskich wymagają największych modernizacji.

Zgodnie z przyjętymi harmonogramami spółki dystrybucyjne przeprowadzają systematycznie zabiegi eksploatacyjne na wszystkich urządzeniach sieci dystrybucyjnych, w szczególności spółki dystrybucyjne regularnie badają sieć 110 kV, SN i nN oraz pola transformatorów 110/SN, a także przeprowadzają remonty i modernizacje niezbędne do utrzymania zadowalającego stanu sieci (tak linii energetycznych, jak i stacji transformatorowych). Niemniej, sieci dystrybucyjne nie są odporne na nietypowe warunki atmosferyczne, jak również nie są w stanie przenieść pełnego obciążenia, gdyby doszło do znacznych awarii sieci przesyłowej będącej własnością operatora systemu przesyłowego.

4.5. Sprzedaż Detaliczna

4.5.1. Wprowadzenie

W ramach Grupy PGE sprzedaż detaliczna jest obecnie realizowana przez 8 odrębnych Spółek Sprzedaży Detalicznej: ZEŁT-Obrót, ŁZE, ZEORK, ZEB, ZEW-T, RZE, LUBZEL oraz ZKE. W 2008 roku Spółki Sprzedaży Detalicznej sprzedały łącznie 30,2 TWh energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w 2008 roku oraz w pierwszym półroczu 2009 roku zrealizowany przez Spółki Sprzedaży Detalicznej, przedstawia się następująco:

Tabela 7: Wolumen sprzedaży energii elektrycznej w 2008 roku oraz w pierwszym półroczu 2009 roku

	Sprzedaż energii elektrycznej Spółek Sprzedaży Detalicznej w 2008 roku*		**Sprzedaż energii elektrycznej Spółek Sprzedaży Detalicznej w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku***	
	GWh	**Struktura w %**	**GWh**	**Struktura w %**
LUBZEL	3.444	*11%*	1.630	*11%*
ŁZE	2.958	*10%*	1.642	*11%*
RZE	4.167	*14%*	1.849	*12%*
ZEB	3.152	*10%*	1.511	*10%*
ZEŁT-Obrót	4.725	*16%*	2.363	*16%*
ZEORK	4.585	*15%*	2.214	*15%*
ZEW-T	5.312	*18%*	2.965	*19%*
ZKE	1.889	*6%*	882	*6%*
RAZEM	**30.232**	***100%***	**15.056**	***100%***

* Łącznie z doszacowaniem

Źródło: Emitent

Poniższa tabela przedstawia informacje na temat ilości sprzedanej energii elektrycznej oraz liczby klientów Spółek Sprzedaży Detalicznej w rozbiciu na poszczególne grupy taryfowe w roku 2008 oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku oraz w okresie porównywalnym 2008 roku Spółki Sprzedaży Detalicznej sprzedały odpowiednio 15,1 TWh energii.

Tabela 8: Ilość sprzedanej energii elektrycznej oraz liczby klientów Spółek Sprzedaży Detalicznej w rozbiciu na poszczególne grupy taryfowe

	2008 rok		**Okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku**	
Grupy taryfowe	**Sprzedaż energii elektrycznej Spółek Sprzedaży detalicznej (w GWh)**	**Liczba klientów**	**Sprzedaż energii elektrycznej Spółek Sprzedaży detalicznej (w GWh)**	**Liczba klientów**
A	5.981	61	3.168	64
B	9.192	9.039	4.274	9.091
C+R	6.181	501.622	3.182	504.988
G	8.806	4.505.844	4.567	4.521.382
RAZEM bez doszacowania	**30.160**	**5.016.566**	**15.191**	**5.035.525**
Doszacowanie	72	nd	-135	nd
RAZEM z doszacowaniem	**30.232**	**nd**	**15.056**	**nd**

Źródło: Emitent

4.5.2. Odbiorcy

W 2008 roku, pod względem wolumenu sprzedaży energii elektrycznej, największą grupę odbiorców stanowili odbiorcy z grupy taryfowej B oraz z grupy taryfowej G. W 2008 roku ich udział w całkowitej sprzedaży energii elektrycznej wyniósł odpowiednio 30% i 29%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 28% oraz 30%. Sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych z pozostałych grup taryfowych (tj. C i R oraz A) kształtowała się na zbliżonym do siebie poziomie i wynosiła w 2008 roku po 20%, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku po 21% dla odbiorców z grup taryfowych C i R oraz dla odbiorców z grupy taryfowej A. Więcej informacji na temat grup taryfowych przedstawiono w punkcie 5.3. w Rozdziale XII Prospektu.

4.5.3. Umowy sprzedaży detalicznej i obsługa klienta

Spółki Sprzedaży Detalicznej stosują własne wzorce umowne przy zawieraniu umów z odbiorcami. Obecnie w ramach Grupy PGE prowadzone są prace nad ujednoliceniem wzorów umów sprzedaży energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców indywidualnych oraz klientów biznesowych o niewielkim zużyciu energii (odbiorcy masowi). Dodatkowo, niektóre z umów zawartych wiele lat temu mogą być niedostosowane do aktualnych przepisów prawa (zwłaszcza w stosunkach z konsumentami – odbiorcami z grupy taryfowej G). Ze względu na specyfikę potrzeby największych klientów biznesowych zawarte z nimi umowy są konstruowane indywidualnie dla każdego kontrahenta.

W przeważającej części cenniki i stawki dla odbiorców instytucjonalnych zostały zunifikowane we wszystkich Spółkach Sprzedaży Detalicznej Grupy PGE, a ewentualne rozbieżności wynikają jedynie z niedostępności niektórych grup taryfowych w poszczególnych spółkach. W przypadku odbiorców z grupy taryfowej G, Spółki Sprzedaży Detalicznej skalkulowały ceny według wytycznych przesłanych przez Prezesa URE. Taryfy te zostały następnie zatwierdzone przez Prezesa URE. Grupa prowadzi także prace nad opracowaniem jednolitych standardów obsługi klienta oraz nad redukcją kosztów obsługi klienta w spółkach Grupy PGE.

Oprócz sprzedaży na historycznym terenie działania, Spółki Sprzedaży Detalicznej Grupy PGE pozyskują nowych klientów. W tym celu podpisane zostały generalne umowy dystrybucyjne umożliwiające sprzedaż energii elektrycznej do klientów korzystających z zasady TPA przyłączonych do sieci dystrybucyjnych operatorów systemów dystrybucyjnych spoza Grupy PGE. W 2008 roku poprzez wykorzystanie Centrum Zgłoszeniowego jednej ze Spółek Sprzedaży Detalicznej rozpoczęto sprzedaż energii elektrycznej i obsługę odbiorców masowych funkcjonujących poza historycznym obszarem działania Grupy PGE, a w 2009 roku – sprzedaż dla klientów z segmentu małych i średnich firm. Przeprowadzono także prace usprawniające proces i zwiększające skuteczność pozyskiwania nowych dużych klientów biznesowych (porównaj opis w punkcie 6.2.2. w Rozdziale VII).

4.6. Pozostałe obszary działalności i inne istotne aktywa

Poza udziałami w spółkach z sektora energetycznego i górniczego Emitent posiada także akcje w spółkach z sektora telekomunikacyjnego. W szczególności podmioty z Grupy PGE posiadają akcje stanowiące ponad 95% kapitału zakładowego w spółce Exatel, która jest jednym z istotnych operatorów telekomunikacyjnych w Polsce. Podstawowym przedmiotem działalności Exatel jest świadczenie usług telekomunikacyjnych, w tym usług głosowych, usług internetowych oraz transmisji danych. Exatel realizuje swoje usługi w oparciu o rozbudowaną na terenie całego kraju sieć światłowodową o łącznej długości 19 tys. km łączącą około 500 węzłów w większych miastach Polski, z czego 1,1 tys. km należy do spółek z Grupy PGE.

Ponadto Emitent posiada akcje stanowiące 21,85% kapitału zakładowego w spółce Polkomtel – jednym z głównych operatorów sieci komórkowej w Polsce. Do pozostałych akcjonariuszy Polkomtel należą KGHM Polska Miedź S.A., Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. (każdy po 24,39% akcji), Vodafone Americas, Inc. (19,61% akcji), Vodafone International Holding B.V. (4,78% akcji) oraz Węglokoks S.A. (4,98% akcji). Przedmiotem działalności Polkomtel jest świadczenie usług telekomunikacyjnych, w tym usług głosowych, dostępu do Internetu oraz transmisji danych w systemach abonamentowych oraz pre-paid dla klientów indywidualnych i biznesowych. Polkomtel świadczy również usługi operatorskie dla innych operatorów, m.in. tzw. roaming krajowy oraz usługi MVNO dla operatorów wirtualnych. W dniu 1 września 2009 roku Zarząd podjął decyzję o rozpoczęciu przygotowań do sprzedaży akcji Polkomtel, przy czym do dnia Prospektu Emitent nie zaciągnął żadnych zobowiązań dotyczących sprzedaży akcji.

W skład Grupy wchodzą także inne podmioty, wskazane w punkcie 4. w Rozdziale XXVII. W szczególności są to spółki, których głównym przedmiotem działalności jest świadczenie usług pomocniczych na rzecz spółek z sektora energetycznego i górniczego. Usługi te obejmują m.in.: (i) roboty budowlane, remontowe, modernizacyjne oraz inwestycyjne w zakresie urządzeń energetycznych, (ii) wykonywanie kompleksowych badań diagnostycznych oraz pomiarów maszyn i urządzeń elektroenergetycznych, (iii) zagospodarowywanie produktów ubocznych spalania węgla, opracowywanie i wdrażanie technologii ich wykorzystywania oraz rekultywację terenów zdegradowanych, (iv) usługi medyczne i socjalne. Spółki niezwiązane z głównym przedmiotem działalności Grupy zostaną poddane procesowi konsolidacji zgodnie z założeniami opisanymi w punkcie 6.3. Rozdziału VII.

Ponadto Grupa PGE posiada 19,99% akcji w kapitale zakładowym spółki AWSA Holland II B.V., która z kolei jest jedynym akcjonariuszem AWSA Holland I B.V., a ta z kolei spółka posiada 98,85% w kapitale zakładowym Autostrady Wielkopolskiej S.A., posiadającej koncesję na budowę i eksploatację autostrady A2 o długości 149 km z Nowego Tomyśla do Konina.

5. Koncesje

Ze względu na charakter prowadzonej działalności liczne Istotne Spółki Zależne są zobowiązane uzyskać przewidziane prawem koncesje. Przed wygaśnięciem koncesji odpowiednia Istotna Spółka Zależna musi wystąpić o przedłużenie jej ważności lub odnowienie. Choć takie przedłużenie ważności czy odnowienie nie następuje automatycznie, Grupa PGE jest zdania, że uda jej się uzyskać przedłużenie ważności bądź odnowienie koncesji z chwilą ich wygaśnięcia. Działalność koncesjonowana podlega nadzorowi odpowiedniego organu koncesyjnego (w szczególności Prezesa URE w zakresie działalności w sektorze elektroenergetycznym), który w przypadkach określonych w odpowiednich przepisach prawa może w drodze decyzji administracyjnej postanowić o cofnięciu koncesji. Koncesje na określone rodzaje działalności zawierają typowe dla nich istotne postanowienia.

5.1. Najważniejsze koncesje posiadane przez Istotne Spółki Zależne

Emitent

Emitent posiada koncesję na obrót energią elektryczną, która wygasa w 2025 roku.

Kopalnie

KWB Bełchatów posiada koncesje na: (i) wydobywanie węgla brunatnego i kopalin towarzyszących ze złoża węgla brunatnego Bełchatów w Polu Bełchatów, która wygasa w 2020 roku oraz (ii) wydobywanie węgla brunatnego i kopalin towarzyszących ze złoża węgla brunatnego Bełchatów w Polu Szczerców, która wygasa w 2038 roku. KWB Turów posiada koncesję na wydobywanie węgla brunatnego i kopalin towarzyszących ze złoża węgla brunatnego Turów w Polu Turów, która wygasa w 2020 roku.

Elektrownie konwencjonalne

Wszystkie elektrownie posiadają koncesje na: (i) wytwarzanie energii elektrycznej, (ii) obrót energią elektryczną oraz (iii) wytwarzanie ciepła. Koncesje te wygasają w 2018 roku z wyjątkiem koncesji posiadanych przez Elektrownię Turów, które wygasają w 2025 roku, oraz koncesji na obrót energią elektryczną posiadanej przez Elektrownię Bełchatów, która wygasa w 2020 roku. Dodatkowo Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole i Elektrownia Turów posiadają koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła, Elektrownia Opole i Elektrownia Turów posiadają koncesje na dystrybucję energii elektrycznej, Elektrownia Bełchatów posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej. Koncesje te wygasają w 2018 roku, z wyjątkiem koncesji posiadanych przez Elektrownię Turów, które wygasają w 2025 roku, oraz koncesji na dystrybucję energii elektrycznej posiadanej przez Elektrownię Bełchatów, która wygasa w 2020 roku. Elektrownia Bełchatów posiada także koncesję na obrót paliwami ciekłymi, która wygasa w 2014 roku.

Elektrownie wodne

PGE Energia Odnawialna oraz wszystkie spółki z grupy PGE Energia Odnawialna posiadające własne elektrownie wodne posiadają aktualne koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, w tym PGE Energia Odnawialna oraz ZEW Dychów posiadają koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, które wygasają odpowiednio w 2025 roku i 2011 roku. Dodatkowo PGE Energia Odnawialna posiada koncesję na obrót energią elektryczną, która wygasa w 2013 roku.

Elektrociepłownie

Wszystkie elektrociepłownie posiadają koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, które wygasają dla EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów, EC Gorzów odpowiednio w 2012 roku, 2020 roku oraz 2018 roku, natomiast dla ZEC Bydgoszcz, Energetyki Boruta oraz EC Kielce w 2025 roku. Elektrociepłownie posiadają także koncesje na wytwarzanie ciepła, które wygasają dla EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów, EC Kielce, EC Gorzów, ZEC Bydgoszcz i Energetyki Boruta odpowiednio w 2018 roku, 2020 roku, 2019 roku, 2018 roku, 2025 roku oraz 2025 roku. EC Kielce, EC Gorzów, ZEC Bydgoszcz i Energetyka Boruta posiadają także koncesje na przesyłanie i dystrybucję ciepła, które wygasają odpowiednio w 2020 roku, 2018 roku, 2025 roku oraz 2025 roku. ZEC Bydgoszcz i Energetyka Boruta posiadają koncesje na obrót energią elektryczną, które wygasają odpowiednio w 2012 roku oraz 2025 roku. Dodatkowo Energetyka Boruta posiada koncesję na przesył energii elektrycznej, która wygasa w 2025 roku.

Spółki Sprzedaży Detalicznej

Każda ze Spółek Sprzedaży Detalicznej posiada koncesję na obrót energią elektryczną, która wygasa w 2025 roku. Dodatkowo trzy spółki: ZEŁT-Obrót, ZEW-T oraz ZKE posiadają także koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej, które wygasają odpowiednio w 2025 roku, 2010 roku oraz w 2014 roku.

Spółki dystrybucyjne

Każda ze spółek dystrybucyjnych Grupy PGE posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, która wygasa w 2025 roku. Ponadto wszystkie spółki dystrybucyjne z Grupy PGE zostały wyznaczone na operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) do 2025 roku.

Inne istotne koncesje

PGE Electra posiada koncesję na obrót energią elektryczną, która wygasa w 2025 roku, i koncesję na obrót paliwami gazowymi, która wygasa w 2016 roku. PGE Electra od daty uzyskania koncesji na obrót paliwami gazowymi do chwili obecnej nie rozpoczęła działalności gospodarczej w zakresie objętym koncesją. W związku z powyższym istnieje ryzyko cofnięcia przez Prezesa URE koncesji na obrót paliwami gazowymi. Na dzień Prospektu, rozpoczęte w dniu 29 lipca 2009 roku, postępowanie administracyjne w powyższej sprawie jest w toku.

5.2. Istotne postanowienia koncesji

Istotnymi postanowieniami koncesji na wydobywanie węgla brunatnego i kopalin ze złóż są nakazy: (i) wydobywania kopalin zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa; (ii) ponoszenia kosztów prac związanych z rekultywacją; a także (iii) stosowania systemów eksploatacji ograniczających powstawanie szkód górniczych.

Istotnym postanowieniem koncesji na obrót energią elektryczną oraz koncesji na obrót paliwami ciekłymi jest nakaz utrzymania i zagwarantowania możliwości pozyskania środków finansowych lub majątku pozwalających na zaspokojenie roszczeń osób trzecich mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonania działalności objętych koncesją.

Istotnymi postanowieniami koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, na wytwarzanie ciepła, na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz na przesyłanie i dystrybucję ciepła są nakazy: (i) spełnienia warunków technicznych, określonych odrębnymi przepisami, w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub odpowiednio wytwarzania ciepła, przesyłania i dystrybucji energii, przesyłania i dystrybucji ciepła; (ii) utrzymania i zagwarantowania możliwości pozyskania środków finansowych pozwalających na zaspokojenie roszczeń osób trzecich mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonania działalności objętych koncesją, a także (iii) zapewnienia, aby czynności w zakresie samodzielnej eksploatacji instalacji i urządzeń wykonywały wyłącznie osoby legitymujące się posiadaniem wymaganych w tym zakresie kwalifikacji.

6. Kluczowi dostawcy surowców

Poniższa tabela przedstawia informację na temat głównych surowców dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła z Grupy PGE oraz łącznej wielkości i wartości dostaw tych surowców zrealizowanych w okresie 2008 roku oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku.

Tabela 9: Ilościowa i wartościowa struktura dostaw głównych surowców dla Grupy PGE

	2008 rok		Okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku	
Główne surowce	**Łączna ilość surowca (w tys. ton)**	**Łączna wartość dostaw (w mln PLN)**	**Łączna ilość surowca (w tys. ton)**	**Łączna wartość dostaw (w mln PLN)**
Węgiel brunatny	44.093	2.220	21.087	1.151
Węgiel kamienny	7.534	1.452	2.957	822
Gaz ziemny (mln Nm³)	532	372	315	241
Kamień wapienny	686	25	341	14
Biomasa	408	85	161	46
Mazut	64	74	17	18
Mączka wapienna	138	11	53	5

Źródło: Emitent.

Dostawcami węgla brunatnego są KWB Bełchatów oraz KWB Turów, dostarczające węgiel odpowiednio do Elektrowni Bełchatów oraz Elektrowni Turów. Elektrownie te nie korzystają z innych dostawców węgla, a kopalnie te dostarczają węgiel w większości do tych elektrowni. Dostawy węgla są realizowane na podstawie umów wieloletnich (zawartych na okres 20 lub 40 lat), na podstawie których zawierane są kontrakty określające warunki dostaw węgla brunatnego w okresach rocznych, w tym cenę ustalaną w oparciu o uzgodnione formuły cenowe (porównaj opis w punkcie 1.2. w Rozdziale XIV Prospektu). W 2008 roku łączna ilość węgla brunatnego dostarczonego przez KWB Bełchatów wyniosła 32.154 tys. ton, a przez KWB Turów 11.939 tys. ton. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku wielkości te wyniosły, odpowiednio, 15.657 oraz 5.430 tys. ton.

Począwszy od stycznia 2009 roku, zakupy węgla kamiennego w ramach Grupy PGE są dokonywane wyłącznie za pośrednictwem PGE Electra, która kupuje węgiel od kilku wybranych dostawców, a następnie sprzedaje go do poszczególnych odbiorców z Grupy PGE. Scentralizowanie dostaw węgla za pośrednictwem PGE Electra umożliwia zarówno optymalizację stanu zapasów węgla w poszczególnych spółkach, jak i wynegocjowanie zbliżonych warunków dostaw dla wszystkich odbiorców z Grupy PGE, niezależnie od wielkości realizowanych na ich rzecz dostaw węgla kamiennego. PGE Electra zawarła wieloletnie umowy dostaw, obowiązujące od 1 stycznia 2009 roku, na okresy trzy- lub pięcioletnie z największymi dostawcami, to jest Jastrzębską Spółką Węglową S.A, Katowickim Holdingiem Węglowym S.A. oraz Kompanią Węglową S.A. Na podstawie umów wieloletnich, w oparciu o przewidywaną wielkość produkcji w poszczególnych latach, zawierane są umowy roczne (porównaj opis w punkcie 1.2. w Rozdziale XIV Prospektu). W 2008 roku głównymi dostawcami węgla kamiennego dla Grupy PGE były Kompania Węglowa S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. oraz Katowicki Holding Węglowy S.A., które dostarczyły, odpowiednio, 5.221 tys. 1.104 tys. oraz 786 tys. ton tego paliwa. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku były to Kompania Węglowa S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. oraz Katowicki Holding Węglowy S.A., które dostarczyły odpowiednio 2.161 tys., 427 tys. oraz 321 tys. ton węgla kamiennego.

Umowy z dostawcami kamienia wapiennego do elektrowni (Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Opole, Elektrowni Turów oraz ZEDO) i elektrociepłowni są zawierane w podobnym trybie, jak opisane powyżej umowy dostaw węgla energetycznego. Grupa korzysta z kilku stałych dostawców, którzy ze względu na ograniczone możliwości transportu kamienia wapiennego, realizują dostawy ze złóż położonych w pobliżu elektrowni. W 2008 roku głównymi dostawcami kamienia wapiennego dla spółek z Grupy PGE były Kopalnia Wapienna „Moravica" S.A. oraz Lhoist Opolwap S.A., które dostarczyły odpowiednio: 188 tys. oraz 286 tys. ton tego surowca. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku były to Kopalnia Wapienna „Morawica" S.A., Lhoist Opolwap S.A., Nordkalk sp. z o.o., Lhoist Bukowa sp. z o.o., które dostarczyły odpowiednio 31 tys., 128 tys., 69 tys. oraz 112 tys. ton kamienia wapiennego.

Dostawy gazu ziemnego na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (kogeneracji) są zapewniane głównie przez Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. (PGNiG S.A.), na podstawie umów wieloletnich zawartych z poszczególnymi spółkami z Grupy PGE na czas określony (nawet na okres powyżej 20 lat) (porównaj opis w punkcie 1.4. w Rozdziale XIV Prospektu). W 2008 roku PGNiG dostarczył spółkom z Grupy 532 mln Nm^3 gazu ziemnego, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku 315 mln Nm^3.

W 2008 roku głównymi dostawcami mazutu dla spółek z Grupy PGE były Lotos Asfalt sp. z o.o., PKN Orlen S.A. oraz Grupa Lotos S.A., które dostarczyły, odpowiednio, 39 tys., 14 tys. oraz 10 tys. ton tego surowca. W okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku były to Lotos Asfalt sp. z o.o. oraz PKN Orlen S.A., które dostarczyły odpowiednio 17 tys. oraz 0,05 tys. ton mazutu.

Lhoist Opolwap oraz Kopalnia Czatkowice były głównymi dostawcami mączki wapiennej i dostarczyły spółkom z Grupy w 2008 roku odpowiednio, 36 tys. oraz 55 tys. ton tego surowca, a w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, odpowiednio, 12 tys. oraz 21 tys. ton tego surowca.

7. Uzależnienie od umów oraz nowych procesów produkcyjnych

7.1. Umowy z PSE Operator

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne działające w Polsce muszą zawrzeć odpowiednio umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej z operatorem systemu przesyłowego bądź umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem bądź operatorami systemów dystrybucyjnych bądź, o ile wymaga tego zakres działalności, posiadać ww. umowy zarówno z operatorem systemu przesyłowego, jak i operatorami systemów dystrybucyjnych.

Z uwagi na powyższe, spółki prowadzące działalność w obszarze wytwarzania, obrotu i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce (w tym podmioty z Grupy PGE) uzależnione są, pośrednio lub bezpośrednio, od umów dotyczących świadczenia usług przesyłowych, także w odniesieniu do bilansowania rynku energii, co jest sytuacją typową w sektorze elektroenergetycznym. Umowy takie zawierane są z PSE Operator, który jest odpowiedzialny za funkcjonowanie elektroenergetycznego systemu przesyłowego, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi i w związku z tym świadczy usługi przesyłania energii elektrycznej. Zgodnie z przepisami Prawa Energetycznego usługi tego typu są świadczone tylko przez OSP, a umowy o świadczenie usług przesyłowych objęte są obowiązkiem kontraktowania. Opisany obowiązek kontraktowania tworzy uzależnienie o charakterze systemowym, któremu w zakresie określonym przez przepisy oraz zakres i charakter działalności podlegają także przedsiębiorstwa energetyczne wchodzące w skład Grupy PGE. Rozwiązanie lub wygaśnięcie takich umów przy jednoczesnym braku porozumienia pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym oraz OSP co do warunków nowej umowy przesyłowej prowadzi w praktyce do złożenia przez jedną ze stron wniosku do Prezesa URE o ustalenie warunków umowy.

Wytwórcy Grupy PGE uzależnieni są także od porozumień w sprawie warunków świadczenia usług systemowych przez te spółki na rzecz OSP stanowiących integralną część umów na świadczenie usług przesyłowych. Porozumienia na świadczenie takich usług zawierane są na okres jednego roku z wyjątkiem PGE Energia Odnawialna, w przypadku której zawarta umowa obowiązuje do 2010 roku. Porozumienia te mogą być zawarte jedynie z PSE Operator, a ich rozwiązanie lub wygaśnięcie spowoduje konieczność handlowego wykorzystania mocy zarezerwowanych na potrzeby świadczenia tych usług. Ponadto ZEDO posiada umowę z PSE Operator jako jedynym odbiorcą na rynku na sprzedaż usług GWS. Umowa dotyczy świadczenia usługi dyspozycyjności przez jednostki wytwórcze EC Pomorzany i EC Szczecin. W przypadku jej rozwiązania lub wygaśnięcia, podobnie jak w przypadku umów na świadczenie regulacyjnych usług systemowych (RUS), wystąpi konieczność handlowego wykorzystania mocy wykorzystywanych na potrzeby świadczenia usług generacji wymuszonej.

Podsumowanie istotnych umów zawartych przez podmioty z Grupy PGE z PSE Operator, które w ocenie Zarządu stanowią istotne umowy z punktu widzenia działalności Grupy PGE, zostało zamieszczone w punkcie 3. w Rozdziale XIV Prospektu.

7.2. Umowy dostaw paliw dla Grupy PGE

W kwestii paliw Grupa PGE jest uzależniona od swoich dostawców. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni jest to węgiel brunatny i węgiel kamienny, w mniejszym stopniu także gaz ziemny. Węgiel brunatny jest pozyskiwany ze złóż własnych przez spółki: KWB Bełchatów i KWB Turów. W tym zakresie można przyjąć, iż Elektrownia Turów i Elektrownia Bełchatów są uzależnione od dostaw węgla brunatnego z KWB Bełchatów i KWB Turów, a z kolei kopalnie są uzależnione od swych głównych odbiorców, tj. Elektrowni Turów i Elektrowni Bełchatów. W zakresie dostaw gazu ziemnego do roku 2004 Grupa PGE była uzależniona od PGNiG S.A., który był jedynym dostawcą gazu w Polsce. Od roku 2004 istnieje teoretyczna możliwość zakupu paliwa gazowego na wolnym rynku, jednak w praktyce nadal głównym dostawcą tego paliwa dla Grupy PGE pozostaje PGNiG S.A.

Podsumowanie istotnych umów zawartych przez podmioty z Grupy PGE z dostawcami paliw, które w ocenie Zarządu stanowią istotne umowy z punktu widzenia działalności Grupy PGE, zostało zamieszczone w punkcie 1. w Rozdziale XIV Prospektu.

7.3. Umowy dostaw sprzętu

Podmioty z Grupy PGE prowadzące działalność w obszarze wydobycia i wytwarzania są także uzależnione od dostawców sprzętu. Z tytułu planowanych inwestycji i modernizacji sprzętu, a także ze względu na bieżące warunki rynkowe, z powodu ograniczonej podaży Grupa PGE jest także uzależniona od dostawców specjalistycznych urządzeń i technologii takich jak turbozespoły, kotły, przenośniki taśmowe i turbiny wiatrowe. Ze względu na dużą liczbę zamówień na tego rodzaju urządzenia i technologie, czas oczekiwania na ich dostawę jest stosunkowo długi. W ocenie Emitenta, poza umową dotyczącą realizacji inwestycji przez Elektrownię Bełchatów opisaną w punkcie 5. w Rozdziale XIV, na dzień Prospektu w Grupie PGE nie występuje uzależnienie od żadnej umowy z dostawcą sprzętu w takim znaczeniu, że rozwiązanie lub wygaśnięcie umowy z takim dostawcą mogło powodować istotne negatywne skutki dla działalności prowadzonej przez Grupę PGE.

7.4. Umowy dotyczące dystrybucji ciepła

W zakresie dotyczącym dystrybucji ciepła Grupa PGE jest również uzależniona od operatorów sieci dystrybucyjnych. Uzależnienie to jest uzależnieniem o charakterze systemowym, gdyż zgodnie z przepisami Prawa Energetycznego umowy o sprzedaż ciepła objęte są obowiązkiem

kontraktowania. Rozwiązanie lub wygaśnięcie takich umów spowodowałoby konieczność ukształtowania warunków takich umów przez Prezesa URE. Umowy z operatorami sieci dystrybucyjnych zawierane są zwykle na czas określony i zawierają standardowe warunki typowe dla umów powszechnie zawieranych w tym obszarze. Warunki ekonomiczne umowy określają m.in.: cenę za ciepło, moc zamówioną i nośnik ciepła, zasady płatności i terminy płatności faktur, zasady stanowienia cen i ich wprowadzania do stosowania.

7.5. Umowy z dostawcami aplikacji IT

Oceniając poziom uzależnienia podmiotów z Grupy PGE od dostawców rozwiązań IT, można stwierdzić uzależnienie Grupy PGE od dostępności usług serwisowych czy usług wdrożeniowych świadczonych przez niektórych dostawców Grupy PGE. W szczególności w przypadku niektórych rozwiązań z obszaru teleinformatyki stosowanych przez podmioty z Grupy PGE w ramach ich podstawowej działalności, uzależnienie od dostawców aplikacji IT ma większe znaczenie niż w przypadku standardowych aplikacji teleinformatycznych stosowanych przez Grupę PGE, gdzie dostawcy obecni na rynku zapewniają gotowe rozwiązania o tożsamej lub zbliżonej funkcjonalności. Powyższe uzależnienie od dostawców aplikacji IT należy oceniać zarówno w aspekcie utrzymania dostępności określonych aplikacji dla podmiotów z Grupy PGE, jak i możliwości rozwijania w przyszłości dodatkowych funkcji aplikacji IT wykorzystywanych przez podmioty z Grupy PGE w związku z rozwojem ich działalności i wprowadzaniem nowych usług i produktów. W ocenie Emitenta powyższe uzależnienie dotyczy zarówno Emitenta, jak i innych uczestników rynku energii. Ponadto, z zastrzeżeniem utrudnień technicznych oraz kosztów ewentualnej zmiany rozwiązań informatycznych wykorzystywanych obecnie przez Grupę PGE, prawie każde oprogramowanie wykorzystywane obecnie przez Grupę PGE może zostać w przyszłości zastąpione na warunkach rynkowych przez oprogramowanie o zbliżonej lub porównywalnej funkcjonalności, oferowane przez innego dostawcę lub dostawców. Na dzień Prospektu Emitent ocenia, iż Grupa PGE nie jest uzależniona od licencji lub umów handlowych w obszarze teleinformatyki w stopniu, który należałoby uznać za szczególnie istotny.

Do dostawców najistotniejszych aplikacji wykorzystywanych przez Grupę PGE należą: Transition Technologies S.A. (dostawca Centralnego Systemu Obrotu Energią Elektryczną), Winuel S.A. (dostawca Systemu Informatycznego Grupy Bilansującej, Systemu Operatywnej Współpracy z Elektrowniami oraz Systemu Wymiany Informacji o Rynku Energii), KW International Limited (dostawca KW3000), Sygnity S.A. (dostawca MultiZbyt), SK Galkom Sp. z o.o., Telmax SA (dostawca HandelMax), ZEP-INFO Sp. z o.o. (dostawca SELEN) oraz SAP Polska Sp. z o.o. (dostawca systemu SAP). Ponadto Grupa PGE korzysta z oprogramowania o standardowym charakterze, którego dostępność nie ma istotnego znaczenia dla Grupy PGE. Informacja o umowach dotyczących systemów wspomagających działalność Grupy PGE jest zamieszczona w punkcie 11. poniżej.

Standardowo przedmiotem umów Grupy PGE zawartych z dostawcami aplikacji IT jest dostawa i wdrożenie systemu, udzielenie licencji oraz świadczenie usług utrzymania i serwisu. Umowy utrzymania i serwisu zawierane były zwykle na czas nieoznaczony albo na czas oznaczony z możliwością ich rozwiązania za kilkumiesięcznym okresem wypowiedzenia. Udzielone licencje mają zazwyczaj charakter niewyłączny, udzielane są zwykle na czas nieokreślony dla określonej liczby użytkowników w Grupie PGE. Część umów licencyjnych przewiduje także ograniczenie odpowiedzialności licencjodawcy z tytułu roszczeń odszkodowawczych do określonej wartości otrzymanego przez niego wynagrodzenia, co w przypadku poniesienia przez Grupę PGE szkody z tytułu zawinionego naruszenia umowy przez dostawcę aplikacji IT może istotnie ograniczyć możliwość jej naprawienia. Postanowienia takiego typu mają jednak charakter typowy dla umów zawieranych z dostawcami aplikacji IT na rynku. W rezultacie, w przypadku naruszenia umowy przez dostawców aplikacji IT, w praktyce podmioty te mogą nie być w stanie w pełni wyrównać szkód poniesionych przez Grupę PGE spowodowanych niewykonaniem przez nie umowy. W ocenie Emitenta wynagrodzenie dostawców aplikacji IT płatne przez Grupę PGE nie odbiega od warunków rynkowych ustalanych dla innych tego typu systemów na rynku.

W ocenie Emitenta Grupa PGE nie jest uzależniona od innych umów przemysłowych, handlowych lub finansowych ani od patentów, licencji lub nowych procesów produkcyjnych, które to uzależnienie mogłoby zostać uznane za istotne dla działalności lub rentowności Grupy.

8. Środowisko

8.1. Decyzje

Kopalnie z Grupy PGE działają w oparciu o decyzje, których ważność wygasa w latach 2010-2020, przy czym każdorazowo Grupa zamierza występować o przedłużenie ich ważności lub wydanie nowych decyzji. W szczególności posiadają one konieczne do prowadzenia działalności wydobywczej pozwolenia sektorowe na korzystanie ze środowiska obejmujące gospodarkę wodno-ściekową, gospodarowanie odpadami, poziom hałasu oraz emisję gazów i pyłów do powietrza. Jednym z największych wyzwań związanych z działalnością KWB Bełchatów w zakresie ochrony środowiska jest zabezpieczenie wód kopalnianych przed zanieczyszczeniem przez wody zasolone pochodzące z rejonu wysadu solnego. Dla ochrony struktury wysadu solnego oraz ochrony wód kopalnianych została wykonana bariera studni głębinowych, której zadaniem jest wyeliminowanie przepływu wód przez strefę wysadu poprzez utrzymanie odpowiedniego zwierciadła wody na obwodzie bariery w stosunku do położenia zwierciadła wody w wyrobiskach górniczych na polach eksploatacyjnych Bełchatów i Szczerców. Ponadto KWB Bełchatów jak i KWB Turów utworzyły fundusz likwidacji zakładu górniczego oraz rezerwę na rekultywację wyrobiska końcowego (zgodnie z przepisami omówionymi w punkcie 2.4. w Rozdziale VIII Prospektu). Zarząd jest przekonany, iż bieżąca działalność Grupy PGE w obszarze wydobycia we wszystkich istotnych aspektach spełnia wymogi przepisów Prawa Geologicznego i Górniczego oraz Prawa Ochrony Środowiska.

Elektrownie i elektrociepłownie z Grupy PGE wytwarzające energię elektryczną i ciepło w źródłach konwencjonalnych działają w oparciu o decyzje, których ważność wygasa w latach 2010-2028, przy czym każdorazowo Grupa zamierza występować o przedłużanie ich ważności lub wydanie nowych decyzji. W szczególności posiadają one pozwolenia zintegrowane obejmujące zazwyczaj rodzaj i parametry instalacji, warunki wprowadzania do środowiska substancji i energii, określenie dopuszczalnych rodzajów i ilości gazów i pyłów, zagadnienia z zakresu gospodarki

wodnej (pobór wód, wprowadzanie i odprowadzanie ścieków), gospodarowanie odpadami, określenie dopuszczalnej wielkości poziomu hałasu, sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska, sposoby zapobiegania występowaniu i ograniczenia skutków awarii oraz wymóg informowania o wystąpieniu awarii i określające obowiązki w zakresie monitoringu: wody, ścieków, ochrony powietrza. Spółkom z Grupy PGE zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej wydawane są również odpowiednie pozwolenia sektorowe. W ocenie Zarządu bieżąca działalność Grupy PGE w obszarze wytwarzania energii elektrycznej spełnia, we wszystkich istotnych aspektach, wymogi obowiązujących przepisów i regulacji z zakresu Prawa Ochrony Środowiska.

Elektrownie wodne z Grupy PGE, w tym elektrownie szczytowo-pompowe, działają w oparciu o decyzje, których ważność wygasa w latach 2009 -2035. W szczególności posiadają one niemal wszystkie istotne pozwolenia, w tym pozwolenia wodnoprawne na piętrzenie wód, wprowadzanie ścieków do wód oraz pobór wody.

Większość Spółek Sprzedaży Detalicznej i spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE posiada wymagane prawem pozwolenia i zezwolenia kluczowe dla prowadzenia ich podstawowej działalności. W szczególności posiadają one pozwolenia wodnoprawne na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, w tym pozwolenia na odprowadzanie oczyszczonych wód opadowych i roztopowych (ścieków deszczowych) do ziemi, na wprowadzanie oczyszczonych ścieków bytowych do ziemi, a także pozwolenia na wytwarzanie odpadów, w tym na wytwarzanie odpadów niebezpiecznych i innych niż niebezpieczne. Okres ważności pozwoleń i zezwoleń rozciąga się na lata 2009-2025, przy czym każdorazowo Grupa zamierza występować o przedłużanie ich ważności lub wydanie nowych decyzji. W niektórych przypadkach, gdzie wcześniej udzielone pozwolenia wodnoprawne wygasły, podejmowane są działania niezbędne dla ich uzyskania, zaś w okresie poprzedzającym ich wydanie spółki ponoszą podwyższone opłaty za korzystanie ze środowiska, zgodnie z właściwymi przepisami w tym zakresie (porównaj opis w punkcie 8.1. w Rozdziale VIII Prospektu). W ocenie Emitenta brak pozwoleń wodnoprawnych przez niektóre ze spółek z Grupy PGE nie wiąże się z ryzykami, które mogłyby być istotne dla Grupy PGE.

8.1.1. Opłaty za korzystanie ze środowiska oraz koszty prac rekultywacyjnych w kopalniach

Spośród spółek z Grupy najwyższe opłaty związane z korzystaniem ze środowiska ponoszą spółki z obszaru wytwarzania. W okresie ostatnich trzech lat obrotowych łączna wartość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez spółki z Grupy działające w obszarze wytwarzania kształtowała się następująco: 363,0 mln PLN w 2006 roku, 365,7mln PLN w 2007 roku, 349,7 mln PLN w 2008 roku oraz 170,6 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku. Największy udział we wskazanych opłatach mają opłaty z tytułu kosztów urządzeń oczyszczających (około 38%).

Łączna wielkość opłat za korzystanie ze środowiska przez kopalnie w okresie ostatnich trzech lat obrotowych kształtowała się następująco: 3,9 mln PLN w 2006 roku, 4,2 mln PLN w 2007 roku, 4,6 mln PLN w 2008 roku oraz 1,7 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku. Największy udział we wskazanych opłatach mają opłaty za wyłączenia gruntów z produkcji rolnej i leśnej. Obok opłat za korzystanie ze środowiska kopalnie ponoszą np. wydatki na prace rekultywacyjne, które wynosiły odpowiednio 7,0 mln PLN w 2006 roku, 8,4 mln PLN w 2007 roku, 10,9 mln PLN w 2008 roku oraz 10,2 mln PLN w okresie sześciu miesięcy 2009 roku.

W okresie ostatnich trzech lat obrotowych łączna wartość opłat za korzystanie ze środowiska uiszczanych przez spółki z Grupy działające w obszarze dystrybucji energii kształtowała się w poszczególnych latach następująco: 1,0 mln PLN w 2006 roku, 1,6 mln PLN w 2007 roku, 2,2 mln PLN w 2008 roku oraz 1,3 mln PLN w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku. W związku z faktem, iż wysokość opłat związanych z korzystaniem ze środowiska ponoszonych przez Spółki Sprzedaży Detalicznej była nieistotna z punktu widzenia skali działania Grupy i w 2008 roku wyniosła 16,4 tys. PLN, opłaty związane z korzystaniem ze środowiska ponoszone przez dawne zakłady energetyczne (przed wydzieleniem OSD) za okres I półrocza 2007 oraz roku 2006 zostały całkowicie przypisane obszarowi dystrybucji energii elektrycznej.

W latach zakończonych 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku, jak również w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku, Istotne Spółki Zależne były zobowiązane do zapłaty kar związanych z korzystaniem ze środowiska, jednak w ocenie Emitenta wysokość nałożonych kar nie była istotna z punktu widzenia działalności Grupy.

8.2. Emisje zanieczyszczeń

8.2.1. Emisja CO_2

Elektrownie i elektrociepłownie mają obowiązek przestrzegać przepisów prawa dotyczących poziomu emisji do powietrza gazów, pyłów i innych substancji. Są to głównie: CO_2, SO_2, NO_x oraz pyły.

Regulacje krajowe, zgodnie z przepisami Prawa Europejskiego, przyznały dla poszczególnych instalacji wytwórczych zbywalne uprawnienia do emisji CO_2. Na lata 2008-2012 bezpłatne przydziały uprawnień są niższe o 10-15% niż planowane emisje. Porównaj jednak opis w punkcie 8.3.3. w Rozdziale VIII Prospektu w zakresie zakwestionowania przez Sąd Pierwszej Instancji przyznania Polsce niższej niż wnioskowana puli nieodpłatnych uprawnień do emisji CO_2. W podobnej sytuacji jest większość wytwórców energii elektrycznej w Polsce.

Poniższa tabela przedstawia dane dotyczące emisji CO_2 z głównych instalacji Grupy PGE w roku 2008 (w porównaniu z ilością uprawnień przyznanych w drodze nieodpłatnych alokacji).

Tabela 10: Dane dotyczące emisji CO_2 z głównych instalacji Grupy PGE oraz przyznanych uprawnień do emisji za rok 2008

	2008		
Operator	**Liczba instalacji – jednostek wytwórczych**	**Ilość emisji CO_2 (wielkość umorzenia w tonach CO_2)**	**Przydział uprawnień do emisji CO_2 na rok 2008 określony w KPRU II**
Elektrownia Bełchatów	1	30.862.792	26.937.155
Elektrownia Opole	1	6.911.327	6.475.340
Elektrownia Turów	1	12.879.526	11.158.636
ZEDO	3	6.868.475	5.680.137
ZEC Bydgoszcz	3	1.067.424	1.155.252
EC Gorzów	1	449.317	476.690
EC Rzeszów	2	271.361	303.155
EC Lublin-Wrotków	1	501.611	570.840
EC Kielce	1	173.052	189.357
Energetyka Boruta	2	84.368	104.988
RAZEM Grupa Kapitałowa PGE	**16**	**60.069.253**	**53.051.550**

Źródło: Emitent

W pierwszym okresie rozliczeniowym wspólnotowego systemu handlu emisjami, w wymienionych powyżej jednostkach wytwórczych Grupy PGE w latach 2006-2007, wielkość umorzenia pokryła 100% ilości zweryfikowanych emisji, a Grupa miała nadwyżkę uprawnień.

W roku 2008, stanowiącym pierwszy rok drugiego okresu rozliczeniowego wspólnotowego systemu handlu emisjami, Grupa odnotowała niedobór uprawnień w wysokości 7.017.703 ton CO_2 (co przekłada się na niedobór w wysokości około 35 mln ton CO_2 do końca drugiego okresu rozliczeniowego, czyli do roku 2012 włącznie, zakładając podobny poziom emisji oraz produkcji w następnych latach), oraz zakładając, że pula nieodpłatnych uprawnień nie ulegnie zwiększeniu w konsekwencji wspomnianego powyżej wyroku Sądu Pierwszej Instancji).

Na dzień Prospektu nabycie wszystkich brakujących za rok 2008 oraz 2009 uprawnień do emisji CO_2 w uprawnieniach EUA wiązałoby się z poniesieniem przez Grupę PGE kosztu rzędu 157.179.778,98 EUR (przy poziomie cenowym EUA wynoszącej 15,02 EUR), a w odniesieniu do całego drugiego okresu rozliczeniowego wartość brakujących uprawnień do emisji EUA wynosiłaby 525.700.000 EUR. W ciągu pierwszego półrocza bieżącego roku cena uprawnień do emisji EUA uległa obniżeniu. Spadek cen związany był z pogarszającą się w tym okresie sytuacją gospodarczą na świecie, wahaniami cen ropy oraz produktów powiązanych (porównaj opis w punkcie 2.7. w Rozdziale XII Prospektu).

Natomiast w przypadku pokrycia 10% brakujących uprawnień (porównaj opis w punkcie 8.2.2. poniżej) w Grupie PGE jednostkami redukcji CER za rok 2008 oraz 2009, Grupa poniosłaby koszt 140.436.260,58 EUR (przy poziomie cenowym jednostki CER 13,42 EUR).

8.2.2. Strategia zarządzania uprawnieniami i emisjami CO_2

W ramach dostosowania się do nowych warunków regulacyjnych i minimalizowania kosztów związanych z bilansowaniem rzeczywistych emisji i uprawnień do emisji CO_2, Grupa PGE opracowała krótkoterminową strategię bilansowania uprawnień do emisji oraz emisji rzeczywistych na lata 2008-2012 oraz wytyczne kierunkowe na kolejne lata w tym zakresie. Przewiduje się, że strategia długoterminowa zarządzania uprawnieniami i emisjami CO_2 zostanie przygotowana przez Grupę na początku 2010 roku. Strategia zarządzania uprawnieniami i emisjami CO_2 obejmuje działania obniżające emisyjność produkcji poprzez poprawę sprawności instalacji i wprowadzanie współspalania biomasy oraz pozyskiwanie jednostek redukcyjnych ERU i CER na rynku pierwotnym i wtórnym, a także zakup uprawnień EUA.

Podstawowym, długoterminowym założeniem strategii jest obniżanie emisyjności instalacji w obrębie Grupy poprzez ich modernizację. Takie działania nie tylko zmniejszają niedobór uprawnień do emisji, ale także mają realny wpływ na ochronę klimatu i środowiska. W Grupie PGE wdrażane są technologie mające na celu: (i) poprawę sprawności wytwarzania i obniżanie zużycia energii na potrzeby własne, (ii) spalanie paliw pochodzenia biologicznego, głównie współspalanie biomasy, (iii) przeróbkę węgla przed spalaniem (głównie suszenie węgla), (iv) zwiększanie stopnia skojarzenia produkcji energii elektrycznej z produkcją ciepła oraz (v) wprowadzanie nowych, mniej emisyjnych technologii, w tym rozwój pozostałej energetyki odnawialnej. Działania te są szczególnie istotne z punktu widzenia przygotowania Grupy PGE do wypełniania wymagań określanych przez projekty regulacji zawartych w Prawie Europejskim, m.in. w tzw. pakiecie energetyczno-klimatycznym (porównaj opis w punkcie 8.4. w Rozdziale VIII Prospektu). Ponadto zwiększanie udziału energetyki odnawialnej i skojarzonej pozwoli na efektywniejsze wypełnianie obowiązków regulacyjnych dla dostaw do odbiorców końcowych w zakresie struktury pochodzenia energii elektrycznej.

Z uwagi na przeprowadzone w ostatnich latach działania modernizacyjne w wielu jednostkach wytwórczych Grupy PGE, skala dalszych redukcji poziomów emisji CO_2 bez ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych jest ograniczona. Ponadto w zakresie obniżania emisji CO_2 w wyniku współspalania biomasy, zakres realizowanych przez Grupę PGE działań zależny będzie od wielu czynników takich jak cena biomasy, ceny tzw. zielonych certyfikatów oraz opłat zastępczych.

Grupa rozważa także realizację szeregu projektów o dużej skali, mających na celu istotną redukcję emisji CO_2 w perspektywie długoterminowej, w tym: (i) projekt elektrowni zeroemisyjnej w technologii IGCC *(Integrated Gasification Combined Cycle)*; (ii) rozszerzenie inwestycji bloku 858 MW w Bełchatowie o instalację CCS (moduł instalacji wychwytywania, transportu i składowania CO_2); (iii) zwiększenie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych; (iv) zwiększenie udziału energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach skojarzonych; oraz (v) budowę elektrowni jądrowych w Polsce. Oprócz prac przygotowawczych dla wyposażenia nowo budowanego bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów

w instalację CCS, Grupa PGE prowadzi stały monitoring rozwoju Prawa Europejskiego, jak również rozwoju samej technologii CCS, aby z dużym wyprzedzeniem planować nowe jednostki wytwórcze pod kątem optymalizacji technicznej i ekonomicznej. O ile możliwość wykorzystania technologii CCS zostanie praktycznie potwierdzona i okaże się uzasadniona ekonomicznie, planowane jest, iż w przyszłości wszystkie budowane przez Grupę PGE nowe bloki energetyczne będą przystosowane do szybkiego uzupełnienia o moduł instalacji wychwytywania i składowania CO_2 (tzw. *CCS ready*).

W zakresie emisji CO_2, które nie mogą zostać zredukowane, a wykraczają poza limit nieodpłatnych uprawnień, Grupa optymalizuje możliwości wykorzystania instrumentów rynkowych. Obrót uprawnieniami do emisji CO_2 stał się integralnym elementem otoczenia biznesowego Grupy, a realizowana w tym zakresie strategia ma na celu w szczególności minimalizację kosztów zakupu brakujących uprawnień na potrzeby wytwórców z Grupy PGE. Grupa PGE pozyskuje odpowiednią liczbę brakujących uprawnień do emisji CO_2 poprzez uczestnictwo PGE Electra w transakcjach dokonywanych na międzynarodowych rynkach w ramach giełd (transakcje spot oraz transakcje terminowe) oraz w transakcjach bezpośrednich, tzw. OTC (w zakresie obrotu giełdowego porównaj opis w punkcie 4.3.5. powyżej).

Przedmiotem obrotu na rynkach wtórnych są uprawnienia EUA, przydzielane bezpłatnie przez Państwa Członkowskie przedsiębiorcom prowadzącym instalacje, a także jednostki poświadczonej redukcji emisji (CER) i jednostki redukcji emisji (ERU). Zgodnie z obowiązującymi w Polsce regulacjami liczba jednostek CER i ERU, które prowadzący instalację może wykorzystać do rozliczenia rocznej emisji CO_2, wynosi 10% przydziału uprawnień EUA dla danej instalacji. Niewykorzystana w danym roku liczba jednostek CER i ERU może być wykorzystana do rozliczenia rocznej emisji w kolejnych latach okresu rozliczeniowego. Zgodnie ze strategią Grupy PGE zakup jednostek redukcji CER lub ERU oraz uprawnień EUA, a także ograniczanie produkcji będą stosowane tylko w przypadkach zagrożeń braku zamknięcia bilansu posiadanych uprawnień i faktycznej emisji.

Ponadto Grupa planuje wykorzystać możliwości pozyskania jednostek ERU oraz CER na rynkach pierwotnych. W tym zakresie Grupa analizuje możliwość realizacji projektów redukujących emisję gazów cieplarnianych w ramach mechanizmów elastycznych Protokołu z Kioto, w tym projektów Wspólnych Wdrożeń, (*ang. Joint Implementation, JI*) oraz Mechanizmu Czystego Rozwoju (*ang. Clean Development Mechanizm, CDM*). Ze względu na uwarunkowania wynikające z Protokołu z Kioto, projekty JI mogą być realizowane pomiędzy krajami Aneksu I do Protokołu z Kioto, które podjęły zobowiązania redukcyjne (głównymi krajami do realizacji tego typu projektów są Ukraina, Rosja, Rumunia), natomiast projekty CDM wdrażane są w krajach rozwijających się, które nie mają zobowiązań redukcyjnych (m.in. Chiny, Indie oraz niektóre kraje Afryki). W wyniku realizacji projektów JI zostają wygenerowane jednostki ERU, natomiast za wyniki osiągnięte w ramach projektów CDM uczestniczący w nich przedsiębiorca może uzyskać jednostki CER. Grupa przewiduje realizację projektów JI oraz CDM poprzez bezpośrednie zaangażowanie we wszystkie fazy procesu inwestycyjnego, w tym włączenie się do już realizowanych projektów na różnych etapach ich zaawansowania. Zaangażowanie Grupy w wymienione projekty wynika z analizy ekonomicznej rynku uprawnień do emisji i jednostek redukcji. Więcej informacji na temat regulacji prawnych dotyczących mechanizmów JI oraz CDM zawarto w punkcie 8.3.4. w Rozdziale VIII Prospektu.

8.2.3. Emisje NO_x i innych substancji

Na dzień Prospektu wszystkie spółki z Grupy PGE posiadają wszystkie istotne pozwolenia związane z emisją zanieczyszczeń innych niż CO_2, jak również spełniają podstawowe wymogi określone przepisami implementującymi Dyrektywy LCP. W szczególności instalacje wykorzystywane przez Grupę PGE korzystają z derogacji w zakresie standardów emisji SO_2 do 2015 roku, część z nich będzie także korzystać z derogacji do 2017 roku w zakresie standardów emisji NO_x wchodzących w życie od 1 stycznia 2016 roku. W zakresie opisu przepisów dotyczących limitów dopuszczalnych emisji poszczególnych substancji prosimy porównać punkt 8.3.3. w Rozdziale VIII Prospektu.

Z uwagi na dopuszczalne limity emisji SO_2 określone w powołanych wyżej regulacjach oraz określone tam okresy derogacyjne, do roku 2016 konieczne będzie rozwiązanie w ramach Grupy PGE problemu emisji SO_2 przez niektóre jednostki wytwórcze. W szczególności przewiduje się, że kotły wykorzystywane w Elektrowni Bełchatów (bloki nr 1 i 2) oraz Elektrowni Dolna Odra (bloki nr 5 i 6) zostaną wyposażone w instalacje odsiarczania. Ponadto Grupa PGE przewiduje, że część kotłów wodnych wykorzystywanych w niektórych elektrociepłowniach Grupy zostanie wyłączona z produkcji lub wielkość ich produkcji zostanie istotnie ograniczona. W pozostałych jednostkach Grupy PGE, w tym w Elektrowni Opole i Elektrowni Turów, problem emisji SO_2 został rozwiązany w wyniku przeprowadzonych w ostatnich latach modernizacji aktywów wytwórczych.

W zakresie limitów emisji NO_x Grupa PGE ocenia, iż w przyszłości problem spełnienia wymogów emisyjnych będzie dotyczył głównie Elektrowni Opole i Elektrowni Dolna Odra oraz węglowych kotłów parowych i wodnych w elektrociepłowniach. Obecnie prowadzone są próby obniżenia emisji NO_x do wymaganego poziomu metodami pierwotnymi poprzez zmianę procesu spalania. W chwili obecnej Elektrownia Opole realizuje inwestycję, której przedmiotem jest redukcja emisji NO_x do poziomu 200 mg/Nm^3 metodami pierwotnymi na bloku nr 3, której zakończenie planowane jest na drugą połowę 2009 roku. W przypadku pozytywnych wyników tejże inwestycji planuje się, że rozwiązanie to zostanie implementowane na pozostałych blokach 1, 2, 4 do grudnia 2015 roku. W przypadku niepowodzenia tych działań zamontowane zostaną instalacje katalityczne do redukcji emisji NO_x, ponadto konieczne będzie zainstalowanie skuteczniejszych instalacji wychwytujących pyły na niektórych mniejszych jednostkach w elektrociepłowniach Grupy PGE. Elektrownia Dolna Odra prowadzi także pracę badawczą na bloku nr 1, której celem jest obniżenie emisji NO_x do poziomu poniżej 200 mg/Nm^3 metodami pierwotnymi i wtórnymi niekatalitycznymi. W przypadku pozytywnych wyników działania te zostaną podjęte również na blokach nr 2, 5, 6, 7 i 8. W przypadku niepowodzenia konieczne będzie podjęcie działań inwestycyjnych polegających na zabudowie katalitycznych instalacji redukcji NO_x.

Grupa PGE przygotowuje się do podjęcia koniecznych wyprzedzających działań inwestycyjno-modernizacyjnych zmierzających do wypełniania zmieniających się limitów emisji gazów i pyłów do środowiska, w tym także w zakresie zaostrzających się standardów emisji SO_2, NO_x oraz pyłów, zgodnie z założeniami projektu Dyrektywy IED. Działania te wiążą się jednak z ryzykiem typowym dla realizacji wszelkich projektów inwestycyjnych. Nie można wykluczyć także, iż w ramach tendencji obniżania ogólnego poziomu emisji SO_2 i NO_x, w najbliższych latach w Polsce

wprowadzone zostaną dodatkowe ograniczenia w zakresie limitów emisji tych substancji, co będzie wiązać się z koniecznością poniesienia dodatkowych nakładów inwestycyjnych, w szczególności związanych z wdrożeniem technologii zmniejszających emisję takich substancji lub budową nowych mocy wytwórczych pracujących w oparciu o paliwa niskoemisyjne.

9. Badania i rozwój

W ocenie Emitenta działalność Grupy PGE w zakresie badań i rozwoju jest na poziomie porównywalnym do innych firm z branży energetycznej w Polsce. Emitent jest w trakcie opracowywania strategii Grupy w zakresie badań i rozwoju. Do dnia Prospektu strategia nie została przyjęta. Grupa PGE nie prowadziła zatem działań w dziedzinie badań i rozwoju, które mogłyby mieć istotne znaczenie z punktu widzenia Grupy, nie dokonywała też istotnych nakładów na działalność badawczo-rozwojową.

W latach 2006-2008 oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym w dniu 30 czerwca 2009 roku podmioty z Grupy PGE realizowały projekty o charakterze badawczo-rozwojowym, które miały znaczenie dla wybranych aspektów ich działalności. Do najistotniejszych, prowadzonych w tym okresie projektów badawczo-rozwojowych należy budowa instalacji demonstracyjnej do wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2 (instalacja CCS) dla nowego bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów oraz działania na rzecz rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

Podstawowym celem projektu CCS jest obniżenie wskaźników emisji CO_2 na jednostkę wyprodukowanej energii w celu zmniejszenia spodziewanych koniecznych zakupów uprawnień do emisji CO_2. Realizacja wspomnianego projektu pozwoli także na uzyskanie niezbędnej wiedzy i doświadczeń w zakresie projektowania, budowy i racjonalizacji pracy kolejnych instalacji tego typu dla bloków energetycznych Grupy PGE. Zgodnie z przyjętymi założeniami instalacja CCS ma wychwytywać CO_2 z około 1/3 całkowitego strumienia gazów. Przewidywany termin realizacji instalacji CCS obejmuje lata 2010-2015. W celu realizacji wspomnianego projektu, w dniu 26 listopada 2008 roku Elektrownia Bełchatów podpisała z Alstom Norway AS list intencyjny określający zasady przyszłej współpracy stron w związku z planowanym montażem i rozruchem instalacji CCS zintegrowanej z blokiem energetycznym 858 MW (porównaj opis w punkcie 5.2. w Rozdziale XIV Prospektu).

Projekt CCS Elektrowni Bełchatów umieszczony został na liście projektów, które mają szanse uzyskać wsparcie finansowe w ramach realizowanego przez Unię Europejską Planu Wspomagania Naprawy Gospodarczej. Kwota przeznaczona na wsparcie projektu CCS Elektrowni Bełchatów może wynieść maksymalnie 180 mln EUR. Rozstrzygnięcie konkursu na pozyskanie środków w ramach Planu Wspomagania Naprawy Gospodarczej przewidywane jest na przełomie 2009 i 2010 roku. Równolegle, Elektrownia Bełchatów podejmuje działania mające na celu umieszczenie instalacji demonstracyjnej CCS zintegrowanej z blokiem 858 MW Elektrowni Bełchatów na liście projektów objętych dofinansowaniem w ramach „Europejskiego Programu Demonstracyjnego Wychwytywania i Składowania CO_2 (CCS)" Unii Europejskiej, który przewiduje wsparcie finansowe 10-12 europejskich projektów CCS w ramach mechanizmu przewidzianego w nowej Dyrektywie ETS. Aktualnie przewidywany termin składania wniosków w celu uzyskania finansowania w ramach powyższego programu to pierwsza połowa 2010 roku.

Drugi obszar, w którym Grupa PGE podejmowała w przeszłości prace o charakterze badawczo-rozwojowym istotne dla Grupy, stanowi energetyka jądrowa. Przed dniem podjęcia uchwały Rady Ministrów z dnia 13 stycznia 2009 roku (porównaj opis w punkcie 4. Rozdziału VIII Prospektu) Emitent prowadził prace badawcze, studialne oraz organizacyjne na rzecz budowy elektrowni jądrowych na terenie kraju (stanowiło to bazę dla dalszych działań związanych z rozwojem energetyki jądrowej, o których mowa w punkcie 3.6. niniejszego Rozdziału). Podstawowym celem prowadzonych prac była analiza celowości budowy energetyki jądrowej w Polsce oraz ustalenie jej optymalnego zakresu i tempa rozwoju. Dokonano wstępnej inwentaryzacji stanu zagospodarowania terenu potencjalnych lokalizacji elektrowni jądrowych w rejonie Żarnowca i Klempicza oraz przeprowadzono przegląd innych potencjalnych lokalizacji tego typu elektrowni na podstawie prac prowadzonych w okresie budowy Elektrowni Jądrowej Żarnowiec. Rozpoczęto również analizy dotyczące ram prawnych niezbędnych do budowy pierwszych elektrowni jądrowych. Ponadto w marcu 2008 roku Emitent uzyskał członkostwo w Polskim Towarzystwie Nukleonicznym (PTN), które jest jedynym w Polsce stowarzyszeniem osób i instytucji działających na rzecz wykorzystywania zjawisk, procesów i technik jądrowych.

Do pozostałych prowadzonych obecnie w Grupie projektów badawczo-rozwojowych należy w szczególności zaliczyć: (i) projekty w zakresie suszenia węgla brunatnego dla celów energetycznych, mające na celu poprawienie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez wykorzystanie ciepła odpadowego do suszenia węgla przed spalaniem oraz mające na celu zwiększenie wykorzystywania węgla brunatnego w elektrowniach i elektrociepłowniach poprzez zastąpienie części węgla kamiennego suszonym węglem brunatnym; (ii) międzynarodowy projekt badawczy mający na celu opracowanie i przetestowanie możliwości uzyskania paliwa w postaci gazu syntezowego i wodoru z trudno dostępnych złóż węgla kamiennego i brunatnego; (iii) projekt mający na celu oszacowanie korzyści wynikających z zastosowania transformatorów energooszczędnych oraz opracowanie propozycji strategii dla Komisji Europejskiej w celu obniżenia strat w transformatorach rozdzielczych; oraz (iv) udział w projekcie CO_2EuroPipe mającym na celu określenie możliwości rozwoju infrastruktury do transportu CO_2 na skalę przemysłową, przygotowanie projektu legislacji w powyższym zakresie, stworzenie koncepcji sieci do transportu i zatłaczania CO_2 z elektrowni do miejsc składowania oraz określenie wymogów związanych z infrastrukturą transportową, strategią zatłaczania oraz możliwością wykorzystania istniejących konstrukcji i urządzeń.

Ponadto w okresie ostatnich trzech lat obrotowych w grupie PGE GiE prowadzono prace badawczo-rozwojowe związane z przygotowaniem projektów zapewniających wzrost konwencjonalnych mocy produkcyjnych oraz w kwestii zapewnienia odpowiednim spółkom z Grupy PGE własnych tzw. zielonych certyfikatów i poprawy bilansu emisji CO_2 w Grupie.

Poza wymienionymi powyżej projektami badawczo-rozwojowymi, w spółkach z Grupy PGE prowadzonych jest wiele prac mających na celu obniżenie kosztów produkcji poprzez zwiększenie trwałości urządzeń i instalacji czy też unowocześnienie stosowanych technologii.

Łączne nakłady na wszystkie prowadzone prace badawczo-rozwojowe, w tym opisane powyżej projekty, nie były istotne w skali Grupy.

10. Własność intelektualna

Grupa PGE znajduje się obecnie na końcowym etapie wdrażania jednolitej architektury marki dla wszystkich kluczowych obszarów działalności Grupy. Jednolita architektura marki obejmuje zmiany nazw spółek (firm) wchodzących w skład Grupy PGE, poprzez wprowadzenie do dotychczasowej nazwy dopisku „PGE" lub też zastąpienie tym dopiskiem części nazwy, oraz wprowadza w tychże spółkach jeden słowno -graficzny znak towarowy „PGE" (wraz z oznaczeniem identyfikującym „**Polska Grupa Energetyczna**"). Znak jest przedmiotem zgłoszenia w Urzędzie Patentowym: RP (nr Z – 327705 z dnia 12 lipca 2007 roku), Federacji Rosyjskiej (nr 2008701024 z dnia 14 stycznia 2008 roku – z zastrzeżeniem pierwszeństwa od dnia 12 lipca 2007 roku), Ukrainy (nr M 2008 00412 z dnia 14 stycznia 2008 roku – z zastrzeżeniem pierwszeństwa od dnia 12 lipca 2007 roku), Białorusi (nr 20080084 z dnia 12 stycznia 2008 roku – z zastrzeżeniem pierwszeństwa od dnia 12 lipca 2007 roku) oraz w Urzędzie Harmonizacji w ramach Rynku Wewnętrznego (nr 006575484 z dnia 11 stycznia 2008 roku).

Ponadto w dniu 27 czerwca 2007 roku Emitent dokonał w Urzędzie Patentowym RP zgłoszenia znaku słownego „PGE" (nr Z – 327070), przy czym w toku postępowania Urząd Patentowy RP podniósł, iż zgłoszony znak jest podobny do słowno-graficznego znaku towarowego „PGE", do którego uprawniony jest inny podmiot. Dodatkowo, w trakcie procedury rejestracyjnej znaku towarowego zgłoszonego w Urzędzie Patentowym Federacji Rosyjskiej (nr 2008701024 z dnia 14 stycznia 2008), Urząd ten podniósł, iż zgłoszony znak jest podobny do znaku towarowego „PGEP", to którego jest uprawniony inny podmiot. Definitywna odmowa rejestracji znaku towarowego może wiązać się z koniecznością podjęcia działań niezbędnych dla opracowania i wdrożenia nowego znaku, a także poniesieniem przez Grupę istotnych kosztów.

Spółki zależne mogą korzystać ze znaku „PGE" w oparciu o umowy licencyjne z dnia 10 kwietnia 2008 roku. Na podstawie zawartych umów licencjobiorcy mają prawo do odpłatnego i niewyłącznego używania znaku towarowego na wszystkich polach eksploatacji oraz do używania obok znaku towarowego wyrażenia: „Członek grupy kapitałowej Polska Grupa Energetyczna". Jednorazowa opłata za korzystanie ze znaku wynosi 26 tys. PLN. Umowy zostały zawarte na okres 2 lat. Licencja dotyczy obszaru wszystkich krajów Unii Europejskiej oraz Federacji Rosyjskiej, Ukrainy oraz Republiki Białorusi z wyłączeniem terytoriów innych państw. Jedynie umowa licencyjna zawarta z Exatel przewiduje korzystanie przez tę spółkę ze słowno-graficznego znaku towarowego „PGE" obok swojego macierzystego znaku towarowego, z pozostawieniem dotychczasowej nazwy.

Z posiadanych przez Grupę PGE praw własności intelektualnej istotne znaczenie mają: znak słowno-graficzny „PGE" i znak słowny „PGE" oraz domena internetowa www.pgesa.pl.

Emitent dokonał również w Urzędzie Patentowym RP zgłoszenia znaku słownego „SYNERGA" za numerem Z – 324771 z dnia 30 kwietnia 2007 roku, znaku słownego „GENEREN" za numerem Z – 324772 z dnia 30 kwietnia 2007 roku oraz znaku słownego „DOM PEŁEN ENERGII" za numerem Z – 332394 z dnia 2 listopada 2007 roku. Wobec słownego znaku towarowego „DOM PEŁEN ENERGII" została wydana przez Urząd Patentowy RP decyzja o udzieleniu prawa ochronnego na wymieniony znak.

Niektóre ze spółek Grupy posiadają również własne domeny oraz szereg patentów na wynalazki, dotyczących procedur, sprzętu i instalacji ważnych dla prowadzonej działalności. Przykładowo, Elektrownia Turów uprawniona jest z patentu dotyczącego sposobu rekonstrukcji elektrofiltra oraz sposobu remontu przykotłowego zasobnika węgla.

11. Systemy informatyczne wspomagające działalność Grupy PGE

Grupa PGE korzysta z wielu rozwiązań informatycznych dostarczanych przez szereg dostawców wyspecjalizowanych w rozwijaniu oprogramowania kontrolującego i wspomagającego funkcjonowanie poszczególnych linii biznesowych Grupy wraz z usługami wsparcia i serwisu tych systemów.

W obszarze wytwarzania i wydobycia wykorzystywane są systemy umożliwiające lub wspomagające zarządzenie procesem wytwarzania energii elektrycznej albo procesem wydobycia, do najważniejszych z nich należą: (i) Centralne Systemy Sterowania (wizualizacja pomiarów oraz sterowanie i regulacja procesów technologicznych na blokach energetycznych, (ii) Systemy teletransmisji i telezabezpieczeń (zapewnienie ciągłości produkcji poprzez nadzór nad urządzeniami transmisji sygnałów technologicznych i wymianę informacji z PSE Operator (iii) Systemy Operatywnej Współpracy Elektrowni (SOWE/EL – zapewnia wymianę między PSE Operator a Elektrownią dokumentów technicznych dotyczących procesu wytwarzania – m.in. parametrów produkcji, reżimów pracy urządzeń, planowanych remontów i przestojów awaryjnych, (iv) System Wydobywczy (nadzór nad pracą układu technologicznego i układu jego zasilania oraz zdalne sterowanie przenośnikami), (v) Systemy wspomagające planowanie robót górniczych w oparciu o numeryczny model złoża, (vi) Systemy klasy CAD i GIS (system informacji geograficznej) stosowane do sporządzania i aktualizacji map numerycznych (wspomaga procesy: geologiczno-miernicze przygotowanie i zabezpieczenie eksploatacji oraz projektowanie i planowanie eksploatacji).

W obszarze obrotu energią systemy informatyczne zapewniają wsparcie w zakresie optymalizacji kosztów związanych z bilansowaniem handlowym w całej Grupie PGE. Do głównych systemów w tym obszarze należą Centralny System Obrotu Energią Elektryczną (wsparcie procesów operatora handlowo-technicznego, grafikowanie jednostek wytwórczych, wsparcie procesów oceny ryzyka) oraz system KW3000 (wsparcie w zakresie zawierania, zarządzania i administrowania umowami, porozumieniami transakcyjnymi oraz w zakresie rozliczeń ilościowych i wartościowych). Wymianę informacji technicznych i handlowych pomiędzy PSE Operator jako OSP a innymi uczestnikami rynku w zakresie niezbędnym dla zapewnienia bilansowania rynku energii zapewniają w Grupie PGE systemy SOWE (System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami) oraz WIRE (System Wymiany Informacji o Rynku Energii). Bilansowanie handlowe podmiotów z Grupy PGE oraz spoza Grupy PGE, w tym odbiorców końcowych i wytwórców nie objętych centralnym dysponowaniem mocy przez OSP, obsługiwane jest przez System Informatyczny Grupy Bilansującej (SIGB).

W obszarze dystrybucji energii elektrycznej systemy informatyczne zapewniają stały monitoring sieci dystrybucyjnej, co ułatwia zarządzanie siecią dystrybucyjną, pozwala efektywnie usuwać awarie i minimalizować ich skutki oraz zdalnie kontrolować poziomy zużycia energii elektrycznej. W szczególności, w Grupie PGE stosowane są systemy pomiarowo-rozliczeniowe SKOME i eSPiM (umożliwiające monitorowanie mocy i energii elektrycznej) oraz systemy typu SCADA (służące do zdalnego nadzoru i sterowania elementami sieci elektroenergetycznej). Ponadto zarówno w obszarze obrotu, jak i dystrybucji Grupy PGE wykorzystywane są rozwiązania informatyczne mające na celu wsparcie komunikacji z klientem i prowadzenie rozliczeń. Do głównych rozwiązań w tym zakresie należą: multiZBYT oraz HandelMax.

Grupa PGE korzysta także ze zintegrowanych systemów wspomagających zarządzanie przedsiębiorstwem klasy ERP. Najbardziej rozpowszechnionym systemem klasy ERP w Grupie PGE jest system SAP, użytkowany przez Emitenta, który funkcjonalność tego systemu udostępnia także spółkom PGE Energia Odnawialna, PGE Electra i Exatel. Niektóre spółki z Grupy PGE korzystają także z aplikacji IFS Applications.

Istniejące systemy teleinformatyczne zostały wykonane i wdrożone w minionych latach przez różnych dostawców, którzy udzielają licencji oraz świadczą usługi na różnych warunkach, co wiąże się z ryzykami opisanymi w punkcie 1.3.24. w Rozdziale II Prospektu.

W ramach wdrażania Centrum Usług Wspólnych obszaru teleinformatyki spółka PGE Systemy S.A. stopniowo przejmuje obsługę informatyczną kluczowych procesów z obszaru teleinformatyki Grupy PGE. W szczególności, na dzień Prospektu, PGE Systemy S.A. przejęła koordynację usług utrzymania części systemów Grupy PGE realizowanych na podstawie umów zawieranych w przeszłości przez niektóre podmioty z Grupy PGE. Ponadto PGE Systemy S.A. przejęła pracowników obszaru teleinformatyki Emitenta oraz PGE GiE. Przewidywane jest także, iż PGE Systemy S.A. przejmie pracowników z grupy PGE Energia Odnawialna oraz PGE Electra w zakresie obszaru teleinformatyki.

12. Ubezpieczenia

W Grupie nie jest prowadzona wspólna polityka ubezpieczeniowa. W szczególności, spółki należące do Grupy obecnie indywidualnie decydują o przedmiocie i zakresie umów ubezpieczenia, a rozwiązania, jakie stosują w swoich polisach, są pochodną ich indywidualnych potrzeb, specyfiki ryzyka oraz doświadczeń, w tym związanych z historią szkodową. W ramach grupy PGE GiE wprowadzono natomiast jednolite procedury zawierania umów ubezpieczenia, zarządzania informacją i dokumentacją ubezpieczeniową oraz wyznaczono wytyczne co do poziomu i zakresu ochrony ubezpieczeniowej w Spółkach grupy PGE GiE. Na podstawie tych doświadczeń Grupa PGE obecnie przygotowuje wdrożenie jednolitego systemu ubezpieczeń dla całej Grupy PGE.

Niektóre spółki z Grupy, jako podmioty zobowiązane do stosowania ustawy Prawo Zamówień Publicznych w przypadku zamówień sektorowych, w tym usług ubezpieczeniowych, dokonują wyboru ubezpieczycieli dla podstawowych ryzyk występujących w ich działalności, stosując procedury określone w tej ustawie. Umowy ubezpieczenia zawierane są zwykle z wiodącymi firmami ubezpieczeniowymi działającymi na terenie kraju, a umowy o największych sumach ubezpieczenia i obejmujące najważniejsze ryzyka ubezpieczeniowe są zawierane z konsorcjami zakładów ubezpieczeń składającymi się zwykle z dwóch lub trzech podmiotów. W przypadku, gdy Prawo Zamówień Publicznych nie jest stosowane, umowy ubezpieczenia zawierane są w oparciu o wewnętrzne regulaminy udzielania zamówień poszczególnych spółek z Grupy.

Emitent zawarł umowy ubezpieczenia, których celem jest zabezpieczenie szkód w jego mieniu, a także uzyskanie ochrony ubezpieczeniowej przed roszczeniami osób trzecich (polisy OC).

Do umów wynegocjowane zostały specjalne warunki ubezpieczenia rozszerzające zakres ochrony ubezpieczeniowej w porównaniu do standardowych warunków ubezpieczenia. Wszystkie umowy ubezpieczenia majątku Emitenta obowiązują do dnia 30 kwietnia 2010 roku. Umowa ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej obowiązuje do dnia 4 listopada 2009 roku. Pozostałe podmioty z Grupy mają umowy ubezpieczenia zawarte na różne okresy.

Spółki dystrybucyjne z Grupy PGE (z wyjątkiem ZEW-T Dystrybucja) ubezpieczyły swój majątek sieciowy.

Spółki z obszaru wytwórczo-wydobywczego ubezpieczyły swoje aktywa, między innymi bloki energetyczne, maszyny podstawowe w przedsiębiorstwach wydobywczych oraz inwestycje w toku, takie jak te związane z budową bloku 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Większość umów ubezpieczeń podmiotów Grupy PGE z obszaru wydobywczo-wytwórczego oraz niektóre umowy spółek dystrybucyjnych zostały zawarte za pośrednictwem należącej do Grupy Kapitałowej Emitenta wyspecjalizowanej firmy brokerskiej Energo Inwest Broker S.A.

Ponadto Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole, Elektrownia Turów i ZEDO oprócz ubezpieczenia majątku, posiadają również polisy ubezpieczające utratę zysku w przypadku przerw w produkcji spowodowanych szkodami majątkowymi na skutek zdarzeń losowych i szkód elektrycznych.

13. Pracownicy

13.1. Informacje o zatrudnieniu w okresie objętym historycznymi informacjami finansowymi

Na dzień 31 grudnia 2006, 2007 oraz 2008 roku Emitent zatrudniał łącznie (na zasadzie równoważnej pełnemu etatowi) odpowiednio 198, 228, 306 osób. Natomiast, według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku Emitent zatrudniał (na zasadzie równoważnej pełnemu etatowi) 274 osoby. Emitent szacuje, iż do dnia Prospektu łączna liczba pracowników Grupy nie uległa istotnej zmianie.

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat zatrudnienia na podstawie umów prawa pracy w Grupie PGE według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku, przy czym Emitent szacuje, że dane te nie uległy istotnej zmianie do dnia Prospektu.

Tabela 11: Informacje na temat zatrudnienia w całej Grupie na podstawie umów prawa pracy według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006 -2008,według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku

	Liczba zatrudnionych w etatach[1)]				
	31.08.2009	**30.06.2009**	**31.12.2008[2)]**	**31.12.2007**	**31.12.2006**
Łącznie w Grupie PGE, w tym:	**46.032**	**46.453**	**46.626**	**47.734**	**47.663**
Wydobycie i Wytwarzanie	22.580	22.662	22.968	23.552	24.317
Obrót Hurtowy, w tym:	455	463	471	370	311
Emitent	274	287	306	228	198
Dystrybucja i Sprzedaż Detaliczna, w tym:	14.407	14.464	14.518	14.508	14.641[3)]
Dystrybucja	12.623	12.660	12.796	12.793	
Sprzedaż Detaliczna	1.784	1.804	1.722	1.715	
Energetyka Odnawialna	200	198	174	160	155
W pozostałych skonsolidowanych spółkach	8.391	8.666	8.496	9.144	8.239

[1)] Niniejsza tabela przedstawia informacje o łącznej liczbie osób zatrudnionych na podstawie umów o pracę oraz przebywających na urlopach wychowawczych, bezpłatnych, świadczeniach rehabilitacyjnych. Wartości łączne odzwierciedlają sumę liczby pracowników łącznie w latach 2006 i 2007 oraz na koniec 2008 roku we wszystkich konsolidowanych spółkach wchodzących w skład Grupy PGE na dzień Prospektu

[2)] Z wyłączeniem spółek: PSE-Centrum S.A., PSE-Wschód S.A., PSE-Zachód S.A., PSE-Północ S.A., PSE-Południe S.A., PSE-INFO Sp. z o.o., EPC S.A.

[3)] Zatrudnienie w zakładach energetycznych przed dokonaniem unbundlingu

Źródło: Emitent

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według wykształcenia według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku, przy czym Emitent szacuje, że dane te nie uległy istotnej zmianie do dnia Prospektu.

Tabela 12: Informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według wykształcenia według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006 -2008, na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku

	Struktura zatrudnionych wg wykształcenia				
	31.08.2009	**30.06.2009**	**31.12.2008**	**31.12.2007**	**31.12.2006**
Wyższe	22,1%	21,9%	21,4%	20,2%	18,8%
Średnie	41,7%	41,7%	41,6%	41,5%	41,0%
Zawodowe	29,2%	29,3%	29,6%	30,6%	31,7%
Podstawowe	7,1%	7,1%	7,4%	7,8%	8,6%

Źródło: Emitent

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według płci według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku, przy czym Emitent szacuje, że dane te nie uległy istotnej zmianie do dnia Prospektu.

Tabela 13: Informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według płci według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku

	Struktura zatrudnionych wg płci				
	31.08.2009	**30.06.2009**	**31.12.2008**	**31.12.2007**	**31.12.2006**
Mężczyźni	79,5%	79,5%	79,6%	80,0%	80,3%
Kobiety	20,5%	20,5%	20,4%	20,0%	19,7%

Źródło: Emitent

W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według wieku według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku, przy czym Emitent szacuje, że dane te nie uległy istotnej zmianie do dnia Prospektu.

Tabela 14: Informacje na temat struktury zatrudnienia w Grupie PGE według wieku według stanu na dzień 31 grudnia w latach 2006-2008, na dzień 30 czerwca 2009 roku oraz według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku

	Struktura zatrudnionych wg wieku				
	31.08.2009	30.06.2009	31.12.2008	31.12.2007	31.12.2006
poniżej 30 lat	10,4%	10,7%	10,9%	9,9%	8,6%
31-40 lat	22,4%	22,7%	23,2%	23,9%	25,0%
41-45 lat	15,8%	15,8%	16,0%	16,5%	17,4%
46-50 lat	20,3%	20,4%	20,7%	21,3%	21,4%
51-55 lat	18,6%	18,3%	17,9%	17,4%	17,2%
56-60 lat	10,9%	10,6%	9,7%	9,2%	8,8%
powyżej 60 lat	1,6%	1,5%	1,5%	1,7%	1,5%

Źródło: Emitent

Grupa PGE, w tym Emitent, nie zatrudnia istotnej liczby pracowników czasowych.

Według stanu na dzień 30 czerwca 2009 roku, utworzona w Grupie rezerwa na świadczenia emerytalne, rentowe i podobne wynosiła 330,5 mln PLN, a aktywa przypisane do Zakładowego Funduszu Świadczeń Socjalnych wyniosły 244,1 mln PLN (porównaj skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku według MSSF – Nota 19 i 31).

13.2. Kwestie dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy

Zgodnie z przepisami KP oraz przepisami wykonawczymi, w celu ochrony zdrowia i życia pracowników, poszczególne spółki z Grupy PGE przeprowadzają wstępne oraz okresowe szkolenia z zakresu bezpieczeństwa i higieny pracy, wymagane prawem badania lekarskie, zatrudniają pracowników o wymaganych kwalifikacjach oraz wyposażają ich w odpowiednie środki ochrony indywidualnej oraz odzież i obuwie robocze. W szczególności, zgodnie z Prawem Geologicznym i Górniczym, pracownicy kopalń odbywają szkolenia dotyczące zasad bezpieczeństwa na podstawie programów opracowywanych przez kopalnie lub konsultantów zewnętrznych zatwierdzanych przez właściwe organy nadzoru górniczego. Zgodnie z obowiązującymi przepisami spółki z Grupy PGE mają utworzone służby BHP pełniące funkcje doradcze i kontrolne w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. W wielu spółkach z Grupy utworzona jest również społeczna inspekcja pracy.

W okresie ostatnich trzech lat obrotowych oraz w okresie sześciu miesięcy zakończonym 30 czerwca 2009 roku w Grupie odnotowano łącznie 8 wypadków śmiertelnych przy pracy.

13.3. Związki zawodowe i rady pracowników

Według stanu na 30 czerwca 2009 roku w Istotnych Spółkach Zależnych i w PGE działało łącznie 106 organizacji związkowych, w tym 62 organizacje zakładowe oraz 22 organizacje międzyzakładowe obejmujące obszarem swojej działalności więcej niż jedną spółkę każda. Organizacje związkowe zrzeszają łącznie ponad 27 tys. pracowników. W PGE oraz Istotnych Spółkach Zależnych funkcjonuje 77 organizacji reprezentatywnych w rozumieniu art. 241^{25a} Kodeksu Pracy zrzeszających około 25 tys. pracowników. Emitent szacuje, że do dnia Prospektu dane te nie uległy istotnej zmianie.

Ponadto, na podstawie ustawy z dnia 7 kwietnia 2006 roku o informowaniu pracowników i przeprowadzaniu z nimi konsultacji (Dz.U. z 2006 roku, Nr 79, poz. 550), u pracodawców zatrudniających co najmniej 50 pracowników, powołuje się rady pracowników. W zależności od liczby pracowników zatrudnionych w poszczególnych spółkach z Grupy PGE, rada pracowników może składać się z trzech do siedmiu pracowników wybieranych na 4-letnią kadencję. Rada pracowników na pisemną prośbę ma prawo otrzymywać od pracodawcy informacje dotyczące działalności i sytuacji ekonomicznej pracodawcy oraz przewidywanych w tym zakresie zmian, a także może prowadzić konsultacje na temat stanu, struktury i przewidywanych zmian zatrudnienia oraz działań mających na celu utrzymanie poziomu zatrudnienia, działań, które mogą powodować istotne zmiany w organizacji pracy lub podstawach zatrudnienia.

13.4. Układy zbiorowe pracy i umowy społeczne

Treść stosunków pracy w Grupie PGE kształtują, obok umów o pracę, ponadzakładowe i zakładowe układy zbiorowe pracy oraz umowy społeczne zawierane m.in. w ramach prowadzonych procesów restrukturyzacji i konsolidacji sektora energetycznego.

W dniu 13 maja 1993 roku zawarto Ponadzakładowy Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Sektora Energetycznego („PUZP"), którym obecnie, oprócz Emitenta, są objęte m.in. następujące spółki, aktualnie wchodzące w skład Grupy PGE: PGE Electra, ZEB, ZEB Dystrybucja, LUBZEL, LUBZEL Dystrybucja, ZEORK, ZEORK Dystrybucja, ZKE, ZKE Dystrybucja, ŁZE, ŁZE Dystrybucja, ZEŁT, ZEŁT-Obrót, RZE, RZE Dystrybucja, ZEW-T, ZEW-T Dystrybucja, ZEDO, Elektrownia Turów, Elektrownia Opole, Elektrownia Bełchatów, PGE Energia Odnawialna, ZEW Dychów, ZEC Bydgoszcz, EC Gorzów, EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów i EC Kielce. PUZP określa warunki wynagradzania oraz przyznawania dodatków do wynagrodzeń i innych świadczeń – przy uwzględnieniu warunków pracy związanych z właściwościami pracy lub zawodu, zasady kształtowania warunków bezpieczeństwa i higieny pracy, wzajemne zobowiązania Stron Układu dotyczące zasad i form współdziałania przy stosowaniu Układu, normy i zasady organizacji czasu pracy. PUZP określa szerzej i korzystniej uprawnienia pracownicze uregulowane powszechnie i jednolicie w prawodawstwie pracy oraz innych przepisach.

W ramach Grupy PGE obowiązuje również drugi ponadzakładowy układ zbiorowy pracy, tj. Układ Zbiorowy Pracy dla Pracowników Zakładów Górniczych Węgla Brunatnego z dnia 13 lutego 1992 roku, którego stroną jest m.in. KWB Bełchatów oraz KWB Turów. Co do zasady, przedmiotem tego ponadzakładowego układu zbiorowego pracy są, podobnie jak w PUZP, kwestie związane ze stosunkiem pracy oraz warunkami zatrudnienia w KWB Bełchatów i KWB Turów.

Zakładowe układy zbiorowe pracy („**ZUZP**") zostały zawarte przez większość spółek z Grupy PGE. Co do zasady ZUZP regulują czas pracy obowiązujący w danej spółce, zasady ustalania wysokości i sposobów wynagradzania pracowników oraz warunków socjalno-bytowych.

W związku z procesami restrukturyzacyjnymi i konsolidacyjnymi w sektorze energetycznym, w spółkach wchodzących w skład Grupy PGE w latach 1999-2007 zawierane były umowy społeczne. W 2004 roku podpisane zostały dwie umowy społeczne związane z utworzeniem BOT GiE (obecnie PGE GiE). Jedna umowa obejmuje spółki: KWB Turów, Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole, Elektrownia Turów. Oddzielna umowa obowiązuje zaś w KWB Bełchatów. Następnie, w związku z tworzeniem PGE umowy społeczne podpisane zostały w spółkach: ZEB, LUBZEL, ZEORK, ZKE, ŁZE, ZEŁT, RZE, ZEW-T oraz w spółce wytwórczej ZEDO. Umowy te zostały zawarte na zróżnicowany okres. Niektóre umowy nie mogą być wypowiedziane w okresie ich obowiązywania. Postanowieniami umów społecznych objęte są również niektóre podmioty zależne tych spółek. W siedmiu dawnych zakładach energetycznych (poza ZEŁT) zawarte zostały porozumienia, kontrasygnowane przez PGE i PGE Energia na okoliczność wydzielenia OSD.W kontekście restrukturyzacji i konsolidacji Grupy PGE porozumienia zwykle ograniczają się do zobowiązania PGE i PGE Energia (w ramach ich kompetencji właścicielskich (korporacyjnych)) do podejmowania działań, aby wydzielenie OSD oraz inne przekształcenia i czynności związane z konsolidacją i tworzeniem Grupy PGE dokonywały się z poszanowaniem nabytych praw pracowniczych. W przypadku ZEŁT, już po przeprowadzeniu procesu wydzielenia OSD, takie porozumienie zawarto pomiędzy ZEŁT, ZEŁT-Obrót i związkami zawodowymi działającymi w tych spółkach.

Do najbardziej istotnych postanowień umów społecznych można zaliczyć m.in. gwarancje zatrudnienia (w tym warunków pracy i płacy) przeważnie na okres 10 lat (okres ten liczony jest, co do zasady, od dnia wejścia w życie danej umowy społecznej) oraz postanowienia przewidujące, po upływie okresu gwarancji zatrudnienia, rozszerzenie okresu ochrony przedemerytalnej do 6 lat.

W razie naruszenia gwarancji zatrudnienia pracownikowi przysługuje odszkodowanie w wysokości iloczynu miesięcy kalendarzowych pozostałych do końca okresu gwarancji zatrudnienia oraz miesięcznego wynagrodzenia danego pracownika lub średniego miesięcznego wynagrodzenia w spółce, przeważnie łączna wartość odszkodowania wynosi nie mniej niż 100 tys. PLN brutto (niekiedy nie mniej niż 36- lub 48-krotność wynagrodzenia) i przeważnie nie więcej niż 400 tys. PLN brutto (niekiedy występuje waloryzacja tej ostatniej kwoty o wskaźnik przyrostu wynagrodzenia przez cały okres trwania gwarancji). Niektóre umowy społeczne wprowadzają obowiązek wypłaty przez pracodawcę odszkodowania (o zróżnicowanej wysokości) w przypadku rozwiązania umowy o pracę ze względu na stan zdrowia pracownika lub naruszenie przez pracodawcę obowiązków wobec pracownika.

Umowy społeczne zawierają zobowiązanie do dokonywania w spółce corocznej podwyżki przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia. Wskaźnik przyrostu przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w spółkach ustalany jest na podstawie przepisów ustawy z dnia 16 grudnia 1994 roku o negocjacyjnym systemie kształtowania przyrostu przeciętnych wynagrodzeń u przedsiębiorców oraz zmianie niektórych ustaw (Dz.U. z 1995 roku, Nr 1, poz. 2, z późn. zm.).

Umowy społeczne przewidują również, że w przypadku planowanych zmian restrukturyzacyjnych, w tym konsolidacji czy przejścia pracowników do nowego pracodawcy, zagwarantowane jest przez spółkę utrzymanie uprawnień pracowniczych i związkowych przewidzianych w tych umowach, a związkom zawodowym będzie przysługiwać dodatkowa forma kontroli tych procesów (w tym dostęp do informacji, konsultacje, uzgodnienia).

Większość umów społecznych nakłada także na spółki będące ich stroną inne obowiązki i świadczenia wykraczające poza obowiązki pracodawcy przewidziane przez obowiązujące przepisy, dotyczące m.in. finansowania opieki medycznej, dodatkowego płatnego urlopu wypoczynkowego w zależności od stażu pracy, finansowania pracowniczych programów emerytalnych, działalności związków zawodowych. W niektórych spółkach objętych umowami społecznymi pracownikom przysługuje prawo wyboru ich przedstawicieli do zarządu i rady nadzorczej.

Część postanowień umów społecznych została wprowadzona do układów zbiorowych pracy. W niektórych przypadkach umowa społeczna jest załącznikiem do ZUZP. Tym samym w części ZUZP wprowadzone zostały regulacje dotyczące warunków realizacji ewentualnych procesów restrukturyzacyjnych oraz gwarancji zatrudnienia. W ZUZP KWB Bełchatów oraz w KWB Turów gwarancje zatrudnienia zostały przedłużone do 13 lat.

13.5. Dialog społeczny, spory zbiorowe, strajki

Zgodnie z Regulaminem Organizacyjnym Spółki, w PGE działa Departament Zarządzania Zasobami Ludzkimi podległy Prezesowi Zarządu. Jednym z celów działania Departamentu jest koordynacja i prowadzenie dialogu społecznego z pracodawcami i organizacjami związkowymi w Grupie PGE, kształtowanie polityki współpracy ze stroną społeczną dla budowy wartości Grupy PGE oraz wspomaganie realizacji strategii Grupy PGE poprzez określanie wspólnej polityki i strategii prowadzenia dialogu społecznego.

Dodatkowo w ramach grupy kapitałowej PGE Energia została powołana na mocy „Umowy o współpracy na rzecz prowadzenia dialogu społecznego w Grupie PGE Energia" z dnia 27 marca 2009 roku Komisja ds. Dialogu Społecznego. Stronami umowy o współpracy są: (i) spółki dystrybucyjne z Grupy PGE; (ii) Spółki Sprzedaży Detalicznej; (iii) 24 organizacje związkowe działające w wybranych spółkach z Grupy; (iv) PGE Energia; oraz (v) Emitent.

Do podstawowych zadań Komisji należy: (i) monitorowanie wykonywania umów społecznych i porozumień; (ii) koordynowanie dialogu społecznego pomiędzy stronami we wszystkich obszarach objętych umowami społecznymi i porozumieniami; (iii) udział w procesach integracji PGE Energia i Emitenta w sferach o charakterze społecznym, m.in. przez stworzenie systemu przepływu informacji między pracodawcami a związkami zawodowymi; oraz (iv) wsparcie w rozwiązywaniu sporów pomiędzy pracodawcami a związkami zawodowymi.

W okresie objętym historycznymi informacjami finansowymi oraz do dnia Prospektu w Grupie PGE były wszczynane i trwają spory zbiorowe. Polityka Grupy PGE zmierza do rozwiązywania wszelkich sporów w drodze porozumienia i dialogu społecznego, zgodnie z ustawą z dnia 23 maja 1991 roku o rozwiązywaniu sporów zbiorowych (Dz.U. z 1991 roku, Nr 55, poz. 236, z późn. zm.). W wielu przypadkach wszczynane spory zbiorowe doprowadziły do podpisania porozumień pomiędzy władzami spółek wchodzących w skład Grupy PGE a działającymi w nich organizacjami związkowymi.

W ostatnich miesiącach w większości spółek GWW, SSD, OSD oraz w PGE trwały i trwają spory zbiorowe na tle płacowym dotyczące ustalenia wskaźnika przyrostu przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia na 2009 rok. Na dzień Prospektu u Emitenta także prowadzony był spór zbiorowy na tle płacowym wszczęty przez Komisję Międzyzakładową Organizacji Międzyzakładowej NSZZ „Solidarność" w PGE. Ponadto w okresie poprzedzającym dzień Prospektu w niektórych Istotnych Spółkach Zależnych wszczęte zostały spory zbiorowe w związku z planowaną konsolidacją Grupy PGE (porównaj opis w punkcie 6.3 w rozdziale VII Prospektu). W wielu spółkach, w których zostały wszczęte spory zbiorowe na tle konsolidacji Grupy PGE, odbyły się referenda strajkowe, w wyniku których większość głosujących opowiedziała się za podjęciem akcji protestacyjnej ze strajkiem włącznie. Proces konsolidacji będzie poprzedzony stosownymi konsultacjami społecznymi w granicach wynikających z powszechnie obowiązujących przepisów prawa, umów społecznych i innych porozumień zawartych z organizacjami związkowymi. W tym celu Zarząd w dniu 15 września 2009 r. przyjął uchwałę określającą zakres, tryb i harmonogram konsultacji społecznych związanych z planowaną konsolidacją Grupy PGE. Pomimo że zgodnie z przyjętymi założeniami programu konsolidacji Grupy PGE, nabyte dotychczas prawa i uprawnienia pracownicze będą utrzymane i respektowane, nie można jednak wykluczyć, że w trakcie jej realizacji może dojść do akcji protestacyjnych ze strajkiem włącznie (porównaj czynnik ryzyka w punkcie 1.3.9. w Rozdziale II).

14. Istotne postępowania sądowe, arbitrażowe i administracyjne

14.1. Wprowadzenie

Podmioty z Grupy PGE biorą udział w licznych sporach sądowych, arbitrażowych oraz postępowaniach administracyjnych. Do typowych sporów sądowych, w których biorą udział spółki z Grupy, PGE należą między innymi: (i) spory dotyczące tytułu do nieruchomości lub bezumownego korzystania z gruntu (porównaj opis w punkcie 1.3.2 w Rozdziale II Prospektu); (ii) postępowania o dokonanie płatności za usługi świadczone przez Grupę; (iii) sprawy dotyczące umów sprzedaży i świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej; oraz (iv) sprawy dotyczące roszczeń pracowniczych, w tym m.in. roszczeń z tytułu zaniżonej liczby przydzielonych pracownikowi akcji oraz zaniżonej emerytury. Powyższe postępowania i spory mają charakter typowy i powtarzalny, zazwyczaj żaden z nich z osobna nie ma istotnego znaczenia dla Grupy PGE.

Podmioty z Grupy PGE są także stronami licznych postępowań administracyjnych, m.in. (i) przed Prezesem URE w sprawach wynikających z Prawa Energetycznego, w tym dotyczących zawierania i wykonywania umów o przyłączenie do sieci, umów sprzedaży, realizowania obowiązków nałożonych przepisami Prawa Energetycznego, wymierzania kar pieniężnych; (ii) o uzyskanie wymaganych zgód i zezwoleń, które są niezbędne w ramach bieżącej działalności oraz inwestycji, jak również (iii) w sprawach dotyczących zarzucanego stosowania praktyk antykonkurencyjnych i monopolistycznych. W kilku przypadkach Prezes UOKiK nałożył kary po stwierdzeniu stosowania praktyk antykonkurencyjnych i monopolistycznych. W ciągu ostatnich trzech lat oraz obecnie toczyły się i toczą przed Prezesem UOKiK postępowania wyjaśniające i antymonopolowe z udziałem kilku podmiotów z Grupy PGE dotyczące stosowania praktyk ograniczających konkurencję (głównie poprzez nadużywanie pozycji dominującej na lokalnych rynkach) lub naruszających prawa konsumentów (w tym ostatnio wszczęte postępowanie wyjaśniające mające na celu ustalenie, czy stosowana polityka sprzedaży energii elektrycznej Grupy PGE oraz zasady organizacji obrotu energią nie naruszają przepisów antymonopolowych). Nie można wykluczyć, iż w wyniku przeprowadzonych postępowań wyjaśniających w przyszłości wszczęte zostaną przez Prezesa UOKiK postępowania administracyjne przeciwko podmiotom z Grupy PGE, które mogą mieć istotne znaczenie dla Grupy PGE.

Postępowania, które mogłyby mieć lub miały w niedawnej przeszłości istotny wpływ na sytuację finansową lub rentowność PGE lub Grupy PGE zostały opisane poniżej oraz w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych zamieszczonych w Rozdziale XXIX Prospektu. Poza postępowaniami opisanymi poniżej oraz w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych zamieszczonych w Rozdziale XXIX Prospektu, w okresie ostatnich dwunastu miesięcy Grupa PGE ani pozostałe podmioty z Grupy PGE nie były stroną ani uczestnikiem żadnego istotnego postępowania administracyjnego, postępowania sądowego ani arbitrażowego, które to postępowanie mogłoby mieć lub miało w niedawnej przeszłości istotny wpływ na sytuację finansową lub rentowność PGE lub Grupy PGE. Ponadto poza informacjami zamieszczonymi poniżej oraz w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych zamieszczonych w innych częściach Prospektu, PGE ani pozostałe podmioty z Grupy PGE nie są obecnie zaangażowane w żadne takie postępowanie, nie posiadają też wiedzy na temat takiego toczącego się lub zagrażającego postępowania, które mogłyby mieć istotny wpływ na sytuację finansową lub rentowność PGE lub Grupy PGE.

14.2. Postępowania sądowe i arbitrażowe toczące się z udziałem Emitenta w okresie dwunastu miesięcy przed dniem Prospektu

14.2.1. Postępowanie z powództwa AIG Polska Towarzystwo Ubezpieczeń S.A.

W dniu 21 grudnia 2001 roku AIG Polska Towarzystwo Ubezpieczeń S.A. („**AIG**") wniosło powództwo przeciwko Emitentowi o zasądzenie kwoty 150.192.012,40 PLN wraz z ustawowymi odsetkami. Na kwotę roszczenia AIG składała się suma odszkodowań wypłaconych na rzecz Elektrowni Turów z tytułu szkody poniesionej w wyniku pożaru urządzeń i maszyn, do którego doszło w dniu 25 grudnia 1998 roku. AIG opierała swoje żądania na twierdzeniu, że poniesiona przez Elektrownię Turów szkoda została wyrządzona wskutek ruchu przedsiębiorstwa Emitenta. W dniu 19 września 2007 roku Sąd Okręgowy w Jeleniej Górze oddalił powództwo AIG, a następnie w dniu 28 grudnia 2007 roku Sąd Apelacyjny we Wrocławiu oddalił apelacje AIG od wyroku Sądu I instancji. W dniu 5 kwietnia 2008 roku AIG wniosło skargę kasacyjną do Sądu Najwyższego. W dniu 30 kwietnia 2008 roku Emitent złożył odpowiedź na skargę AIG. W dniu 29 października 2008 roku Sąd Najwyższy oddalił kasację wniesioną przez AIG. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne.

14.2.2. Postępowanie z powództwa PSE Operator oraz ewentualne dalsze roszczenia tej spółki

W dniu 18 stycznia 2008 roku PSE Operator wystąpił przeciwko Emitentowi z powództwem, w którym zażądał: (i) orzeczenia, że nie istnieje po stronie PSE Operator zobowiązanie do udostępniania mocy przesyłowych na podstawie umowy z dnia 2 lipca 2004 roku na udostępnianie zdolności przesyłowych dla realizacji kontraktów historycznych zawartych przez Emitenta oraz ustalenia, że umowa ta wygasła, a ewentualnie (ii) rozwiązania powyższej umowy m.in. na podstawie art. 357^1 KC (tzw. klauzula *rebus sic stantibus*). Jako żądanie alternatywne, PSE Operator wniósł dodatkowo o orzeczenie, że nie ma on obowiązku wykonywania umowy z przyczyn leżących po stronie Emitenta. Jako wartość przedmiotu sporu PSE Operator podał kwotę 230.000.000 PLN. Emitent wniósł odpowiedź na powyższy pozew wraz z powództwem wzajemnym, w którym domaga się w szczególności ustalenia odpowiedzialności PSE Operator za szkody wynikające m.in. z ewentualnych roszczeń spółki Aare-Tessin Ltd. for Electricity (porównaj opis w punkcie 14.2.5. poniżej). Jako wartość przedmiotu sporu w powództwie wzajemnym Emitent podał kwotę 978.840.000 PLN. W umowie, której dotyczy spór, PSE Operator zobowiązał się udostępniać Emitentowi moce przesyłowe na połączeniach międzysystemowych między Polską a Słowacją, Czechami i Niemcami. Udostępnianie mocy przesyłowych na podstawie tej umowy miało służyć wykonywaniu przez Emitenta tzw. kontraktów historycznych – długoletnich umów sprzedaży (dostawy) energii elektrycznej, jakie Emitent (jako sprzedawca) zawarł z odbiorcami zagranicznymi. PSE Operator twierdzi, że w wyniku zmian prawa moce przesyłowe nie mogą być obecnie udostępniane na podstawie umów takich, jak m.in. powyższa umowa z PSE Operator, a jedynie mogą być nabywane przez zainteresowane podmioty na aukcjach i od początku 2008 roku zaprzestał wykonywania umowy.

Postępowanie toczyło się przed sądem polubownym *ad hoc*, według regulaminu UNCITRAL. W dniu 31 sierpnia 2009 roku Spółka otrzymała wyrok w powyższej sprawie, w którym sąd polubowny: (i) ustalił, że PSE Operator nie ma z powodu siły wyższej obowiązku wykonywania umowy z dnia 2 lipca 2004 roku w celu realizacji tzw. kontraktu historycznego z Atel (porównaj opis w punkcie 14.2.5. poniżej) w czasie występowania ograniczeń przesyłowych na transgranicznych połączeniach sieci elektroenergetycznej; oraz (ii) oddalił powództwo wzajemne Emitenta w całości. Jak wynika z wyroku, PSE Operator nie ma obecnie obowiązku wykonywania z powodu siły wyższej umowy z dnia 2 lipca 2004 roku, a z kolei niewykonywanie tej umowy przez PSE Operator uniemożliwia wykonywanie przez PGE m.in. kontraktu z Atel.

14.2.3. Postępowanie z powództwa Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. przeciwko Emitentowi

W dniu 5 sierpnia 2005 roku Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. („**PKN**") wniósł do Sądu Arbitrażowego przy Krajowej Izbie Gospodarczej w Warszawie przeciwko Emitentowi pozew o zapłatę kary umownej w kwocie 111.511.300 PLN wraz z odsetkami. Pozew został wniesiony w następstwie wydania przez tenże Sąd w dniu 14 kwietnia 2005 roku wyroku pozytywnego dla Emitenta ustalającego, iż umowa nabycia przez Emitenta od PKN 168.000 udziałów w kapitale zakładowym spółki Niezależny Operator Międzystrefowy Sp. z o.o. nie doszła do skutku ze względu na nieziszczenie się określonego w umowie warunku zawieszającego w postaci zgody organów korporacyjnych Emitenta na wymienioną wyżej transakcję. PKN w pozwie zarzucał, że Emitent nie dołożył wszelkich starań w celu ziszczenia się ustalonych pomiędzy stronami warunków umowy.

W dniu 27 marca 2008 roku Sąd Arbitrażowy zasądził od Emitenta kwotę 83.633.475 PLN wraz z ustawowymi odsetkami od dnia 6 sierpnia 2005 roku na rzecz PKN tytułem kary umownej, natomiast w części 27.877.825 PLN powództwo zostało oddalone w stosunku do PGE. W dniu 25 kwietnia 2008 roku Emitent wniósł do właściwego sądu skargę o uchylenie powołanego wyroku Sądu Arbitrażowego, która w dniu 4 września 2008 roku została oddalona. W dniu 20 października 2008 roku Emitent wniósł apelację od wyroku z dnia 4 września 2008 roku. W dniu 27 stycznia 2009 roku apelacja Emitenta została oddalona. Orzeczenie w tej sprawie jest prawomocne.

14.2.4. Postępowanie arbitrażowe przeciwko Emitentowi z powództwa spółki Vodafone Americas, Inc.

W dniu 10 marca 2006 roku wszczęte zostało, z powództwa Vodafone Americas, Inc przeciwko TDC Mobile International A/S, Polkomtel, Emitentowi, Polskiemu Koncernowi Naftowemu Orlen S.A., KGHM Polska Miedź S.A. i Węglokoks S.A., postępowanie przed Trybunałem Arbitrażowym przy Międzynarodowym Centrum Arbitrażowym Austriackiej Federalnej Izby Handlowej (*International Arbitral Centre of The Austrian Federal Economic Chamber*) („**Trybunał Arbitrażowy**"). Spór dotyczył interpretacji postanowień statutu oraz umowy akcjonariuszy spółki Polkomtel zawartej w dniu 19 grudnia 1995 roku, regulujących wykonywanie prawa nabycia akcji tej spółki przez akcjonariuszy, w sytuacji zaistnienia po stronie jednego z akcjonariuszy przypadku tzw. zmiany kontroli (zdefiniowanej w statucie Polkomtel). Wartość przedmiotu sporu wskazana w pozwie wynosiła 45.146.179,04 EUR.

W dniach 25 marca 2008 roku oraz 6 listopada 2008 roku Trybunał Arbitrażowy wydał odpowiednio: wyrok częściowy oraz wyrok końcowy, w których oddalił wszystkie roszczenia Vodafone. Informacja o umowach pomiędzy Emitentem a innymi akcjonariuszami Polkomtel zawartych w związku z nabyciem akcji Polkomtel w następstwie wydania wyżej wymienionego orzeczenia została przedstawiona w punkcie 7. w Rozdziale XIV Prospektu.

14.2.5. Postępowanie przeciwko Emitentowi z powództwa Aare-Tessin Ltd. For Electricity

W dniu 10 marca 2009 roku Aare-Tessin Ltd. For Electricity („**Atel**") wystąpił z powództwem przeciwko Emitentowi do Trybunału Arbitrażowego przy Międzynarodowym Centrum Arbitrażowym Austriackiej Federalnej Izby Handlowej (*International Arbitral Centre of The Austrian Federal Economic Chamber*) („**Trybunał Arbitrażowy**"). Atel domaga się w pozwie od Emitenta zapłaty kwoty nie mniejszej niż 79.075.210,60 EUR z tytułu: (i) kosztów poniesionych przez Atel oraz (ii) szkód wyrządzonych Atel, w związku z niewykonywaniem przez Emitenta zobowiązań wynikających z umowy na dostawę energii elektrycznej do granicy polsko-słowackiej z Aare-Tessin Ltd. For Electricity („**Kontrakt z Atel**"), zawartej w dniu 28 października 1997 roku z mocą obowiązującą do dnia 30 września 2014 roku. Ponadto Atel żąda stwierdzenia przez Trybunał Arbitrażowy niemożliwości dalszego wykonywania Kontraktu z Atel w obecnym brzmieniu począwszy od dnia 1 marca 2009 roku oraz odpowiedniej zmiany tego kontraktu lub, alternatywnie, jego rozwiązania ze skutkiem od dnia 1 marca 2009 roku. W pozwie Atel zastrzegł sobie prawo zgłoszenia dalszych roszczeń w toku postępowania. W dniu 29 maja 2009 roku Emitent złożył odpowiedź na pozew, w której uważa roszczenia Atel za bezpodstawne i wnosi o ich oddalenie. Możliwość wykonywania Kontraktu z Atel jest uzależniona od możliwości otrzymywania zdolności przesyłowych od PSE Operator na połączeniu (profilu) polsko-słowackim. W tym celu Emitent zawarł umowę z PSE Operator o udostępnienie zdolności przesyłowych, jednak PSE Operator zaprzestał wykonywania swoich zobowiązań z niej wynikających (informacje o postępowaniu wszczętym z powództwa PSE Operator w związku z opisaną umową jest zamieszczona w punkcie 14.2.2. powyżej). W związku z niedostępnością mocy przesyłowych zapewnianych przez PSE Operator, realizacja Kontraktu z Atel na dotychczasowych zasadach stała się niemożliwa. Z powodu braku technicznych możliwości przesyłowych PGE i Atel prowadziły negocjacje na temat możliwości innego sposobu realizacji Kontraktu z Atel, ale nie przyniosły one rezultatu.

Na dzień Prospektu postępowanie nie zostało zakończone.

14.3. Postępowania sądowe i administracyjne toczące się z udziałem Istotnych Spółek Zależnych

14.3.1. Postępowania sądowe toczące się z udziałem Istotnych Spółek Zależnych

W dniu 31 lipca 2009 roku w stosunku do następujących podmiotów z Grupy PGE: ZEDO, Elektrownia Turów, Elektrownia Opole, EC Rzeszów, EC Lublin-Wrotków, EC Gorzów Prezes URE wydał na podstawie Ustawy KDT sześć decyzji ustalających wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 rok oraz trzy decyzje ustalające wysokość korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 Ustawy KDT. Na mocy pięciu z tych decyzji na ich adresatów nałożony został obowiązek zwrotu korekty rocznej kosztów osieroconych. Wszystkie decyzje Prezesa URE ustalające wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych wytwórcy zaskarżyli do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, podnosząc zarzuty naruszenia Ustawy KDT, Kodeksu postępowania administracyjnego oraz decyzji Komisji Europejskiej z dnia 25 września 2007 roku w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (porównaj punkt 6.2. w Rozdziale VIII Prospektu). Z zaskarżonych decyzji wynika obowiązek zwrotu Zarządcy Rozliczeń S.A. korekty rocznej kosztów osieroconych przez Grupę PGE, łącznie w kwocie około 141 mln PLN. Na dzień Prospektu, pomimo przekonania Zarządu Emitenta, jak i zarządów innych spółek, które wniosły odwołania od decyzji Prezesa URE, o słuszności argumentów podnoszonych w swoich odwołaniach, nie można jednoznacznie przewidzieć wyniku powyższych postępowań (porównaj punkty 1.3.13. oraz 1.3.22. w Rozdziale II).

14.3.2. Postępowania administracyjno-podatkowe toczące się z udziałem Istotnych Spółek Zależnych

Spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE złożyły korekty rozliczeń w podatku akcyzowym za poprzednie trzy lata, tj. od stycznia 2006 roku do grudnia 2008 roku oraz za pierwsze dwa miesiące 2009 roku wraz z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty w tym podatku i ich zwrot wraz z odsetkami. Łączna wysokość nadpłaty podlegającej zwrotowi na rzecz spółek z Grupy PGE może wynieść ok. 3,44 mld PLN, przy czym kwota ta nie zawiera odsetek (spółkom wytwórczym należą się odsetki od nadpłaconego podatku akcyzowego liczone od dnia uiszczenia nienależnego podatku). Wnioski o zwrot podatku akcyzowego opierają się na zarzucie niezgodności polskich przepisów akcyzowych w zakresie opodatkowania energii, obowiązujących przed 1 marca 2009 roku z postanowieniami Dyrektywy energetycznej, co potwierdziły wyrok Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości z 12 lutego 2009 roku oraz uchwała siedmiu sędziów Naczelnego Sądu Administracyjnego z dnia 13 lipca 2009 roku. W przypadku stwierdzenia nadpłaty i zwrotu podatku akcyzowego zmniejszeniu ulegnie także podstawa opodatkowania w podatku VAT. W rezultacie spółki wytwórcze wchodzące w skład Grupy PGE będą mogły również wystąpić z wnioskami o stwierdzenie i zwrot nadpłaty w podatku VAT (porównaj opis w punkcie 1.4.2.2. w Rozdziale II Prospektu).

Część podmiotów z Grupy PGE (ZEDO, Elektrownia Turów, Elektrownia Bełchatów i Elektrownia Opole) prowadzi spory z organami podatkowymi (postępowania prowadzone w wyniku decyzji wymiarowych wydawanych przez organy podatkowe lub wniosków o stwierdzenie nadpłaty składanych przez spółki), których przedmiotem jest określenie podstawy opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Organy konsekwentnie uznają, że podmioty z Grupy PGE miały obowiązek zapłacić podatek od nieruchomości od obiektów klasyfikowanych przez te organy jako „budowle", a znajdujących się wewnątrz budynków lub innych podobnych obiektów, będących faktycznie urządzeniami i instalacjami lub innymi obiektami niebędącymi w ocenie spółek budowlami podlegającymi opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości (porównaj opis w punkcie 9.9. w Rozdziale VIII Prospektu). Emitent szacuje, iż łączna wartość spornych zobowiązań podatkowych z tytułu podatku od nieruchomości wynosi ok. 175 mln PLN.

14.4. Postępowania grożące Emitentowi

14.4.1. Roszczenia Emitenta względem Żarnowieckiej Elektrowni Gazowej Sp. z o.o.

W dniu 30 grudnia 1998 roku Emitent zawarł umowę KDT na dostawę energii z Żarnowiecką Elektrownią Gazową Sp. z o.o. („**ŻEG**"). W ramach postanowień wspomnianej umowy spółka ŻEG zobowiązała do wybudowania elektrowni gazowej. W dniu 14 maja 2003 roku spółka ŻEG zawiadomiła Emitenta o naruszeniu przez Emitenta umowy. Naruszenie to miało być następstwem przygotowanego na zlecenie Emitenta opracowania dotyczącego restrukturyzacji KDT, których stroną był Emitent. Zdaniem spółki ŻEG publikacja opracowania na temat restrukturyzacji KDT doprowadziła do odmowy udzielenia kredytu przez bank, który miał finansować budowę elektrowni gazowej wskazanej w umowie. Emitent nie uznał roszczeń spółki ŻEG. W dniu 17 maja 2006 roku Emitent zawiadomił spółkę ŻEG o naruszeniu przez spółkę ŻEG umowy polegającym na nieoddaniu do eksploatacji w terminie elektrowni gazowej opisanej w umowie. W konsekwencji Emitent rozwiązał (wypowiedział) umowę ze spółką ŻEG oraz zażądał zapłaty kary umownej w wysokości 15.520.000 USD (równowartość 47.553.280 PLN) oraz przeniesienia na Emitenta własności elektrowni będącej przedmiotem tej umowy. Do dnia Prospektu żadna ze stron nie podjęła kroków sądowych związanych ze sporem. Istnieją podstawy do twierdzenia, że roszczenia obu stron przedawniły się. Istnieje jednak nadal ryzyko sporu sądowego w tej sprawie. Spór taki toczyłby się w Warszawie lub w Wiedniu przed sądem polubownym, zgodnie z Regulaminem Arbitrażowym UNCITRAL.

15. Majątek

15.1. Wprowadzenie

Poza opisanymi powyżej (porównaj opis w punktach 4.1, 4.2, 4.4.3. i 4.6. powyżej) składnikami majątku stanowiącymi aktywa wytwórcze i dystrybucyjne podmiotów z Grupy PGE, Grupa korzysta z bardzo dużej liczby nieruchomości zlokalizowanych na obszarze całej Polski. Spółki z Grupy PGE dysponują nieruchomościami w oparciu o prawa rzeczowe (własność, użytkowanie wieczyste, użytkowanie, inne ograniczone prawa rzeczowe), jak również na podstawie umów najmu lub dzierżawy. Szczególną grupę stanowią Spółki Sprzedaży Detalicznej, które większość wykorzystywanej przez siebie powierzchni biurowej wynajmują od spółek dystrybucyjnych Grupy PGE.

Łączna powierzchnia wszystkich nieruchomości, tj. powierzchnia nieruchomości gruntowych oraz powierzchnia pomieszczeń (lokali) dzierżawionych lub wynajmowanych (z wyłączeniem nieruchomości osób trzecich, na których znajduje się infrastruktura dystrybucyjna, w szczególności linie energetyczne) wykorzystywanych przez Grupę PGE wynosi blisko 16 tys. ha, z czego łączna powierzchnia nieruchomości będących przedmiotem umów najmu lub dzierżawy pomiędzy spółkami Grupy PGE wynosi nieco ponad 106 ha.

Pewna część nieruchomości, z których korzystają Istotne Spółki Zależne, ma nieuregulowany stan prawny lub ich stan prawny jest przedmiotem sporu (tj. brak jest możliwości potwierdzenia praw własności tych nieruchomości, ewentualnie odpowiednie postępowanie jest w toku) lub wykorzystywana jest bez tytułu prawnego. Grupa PGE szacuje na dzień 30 czerwca 2009 roku, że nieruchomości te stanowią około 2,0% łącznej powierzchni wszystkich nieruchomości wykorzystywanych przez Istotne Spółki Zależne (powyższy szacunek nie uwzględnia nieruchomości osób trzecich, na których znajduje się infrastruktura dystrybucyjna, w szczególności linie energetyczne). Emitent szacuje, że dane te nie uległy istotnej zmianie do dnia Prospektu.

Problemy prawne dotyczą urządzeń infrastruktury dystrybucyjnej (m.in. stacje transformatorowe, linie energetyczne, transformatory napowietrzne) wykorzystywanych przez spółki z Grupy PGE. Część takich urządzeń, instalacji i linii znajduje się na nieruchomościach stanowiących własność innych osób oraz była budowana ze środków własnych odbiorców energii. Co do zasady urządzenia trwale związane z gruntem stanowią jego część składową, a więc należą do właściciela gruntu, ale zgodnie z art. 49 KC urządzenia służące m.in. do doprowadzania prądu elektrycznego, wody lub pary nie należą do części składowych gruntu, jeżeli wchodzą w skład przedsiębiorstwa energetycznego. Część takiej infrastruktury dystrybucyjnej budowanej na cudzych nieruchomościach była przejmowana przez spółki z Grupy PGE bez zawierania dodatkowych porozumień z właścicielami nieruchomości oraz bez rozliczenia kosztów jej budowy, co może prowadzić do niejasności dotyczących tytułu prawnego do elementów tej infrastruktury (porównaj opis w punkcie 3.8. w Rozdziale VIII Prospektu).

Ryzyka związane z brakiem regulacji stanu prawnego istotnych nieruchomości wykorzystywanych przez Grupę PGE, bezumownym korzystaniem przez Grupę PGE z cudzych nieruchomości i zlokalizowaniem infrastruktury dystrybucyjnej na nieruchomościach innych osób opisane są w punktach 1.3.2. i 1.3.3. w Rozdziale II Prospektu.

15.2. Istotne nieruchomości Grupy PGE

15.2.1. Istotne nieruchomości Emitenta

Emitent posiada prawo wieczystego użytkowania nieruchomości położonej w Warszawie przy ul. Mysiej 2 o powierzchni 4.951 m^2 oraz jest właścicielem budynku biurowego zlokalizowanego na tej nieruchomości o powierzchni 22.193,80 m^2. Nieruchomość wykorzystywana jest w bieżącej działalności operacyjnej Spółki. Część powierzchni biurowej wynajmowana jest podmiotom trzecim i podmiotom z Grupy PGE.

15.2.2. Istotne nieruchomości wykorzystywane przez spółki z obszaru Wytwarzania i Wydobycia

Dla spółek Grupy PGE z obszaru Wytwarzania i Wydobycia istotne są nieruchomości, na których prowadzona jest działalność wydobywcza, działalność w zakresie wytwarzania energii lub ciepła oraz na których znajdują się siedziby tych spółek. Na tych nieruchomościach zlokalizowane

są: (i) infrastruktura techniczna niezbędna do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej (ii) składowiska odpadów paleniskowych, popiołów, węgla, biomasy i żużli, (iii) tereny pod eksploatację górniczą, wyrobiska górnicze, zwałowiska, ciągi transportowe, (iv) oczyszczalnie wód kopalnianych i ścieków przemysłowych i inne obiekty odwodniania, (v) linie energetyczne, oraz (vi) budynki siedzib i inne budynki socjalne, administracyjne i przemysłowe. Łączna powierzchnia nieruchomości (co obejmuje nieruchomości gruntowe oraz powierzchnię wynajmowanych budynków) wykorzystywanych przez najważniejsze spółki z obszaru Wytwarzania i Wydobycia wynosi ponad 14,5 tys. ha, z czego około 90% jest istotne dla działalności tych spółek. Przeważająca część istotnych nieruchomości znajduje się w ich użytkowaniu wieczystym lub stanowi ich własność, zaś w bardzo ograniczonym zakresie nieruchomości są wykorzystywane na podstawie ograniczonych praw rzeczowych lub umów dzierżawy bądź najmu.

W pewnych przypadkach nieruchomości wykorzystywane przez najważniejsze spółki wydobywcze i wytwórcze nie mają uregulowanego tytułu prawnego (szacuje się, że problem ten dotyczy blisko 1% powierzchni nieruchomości istotnych). Jednakże, poza nielicznymi przypadkami, wobec tych spółek nie są obecnie zgłaszane roszczenia osób trzecich w stosunku do takich nieruchomości. Toczące się postępowania dotyczą unieważnienia uwłaszczeń na rzecz Grupy PGE bądź zwrotów wywłaszczonych nieruchomości byłym właścicielom (spadkobiercom), przy czym w ocenie Grupy PGE ewentualne negatywne dla Grupy rozstrzygnięcia nie będą miały znaczenia dla działalności prowadzonej przez Grupę PGE.

Ponadto, w niektórych przypadkach urządzenia infrastruktury spółek z obszaru Wytwarzania i Wydobycia znajdują się na cudzym gruncie. W większości takich przypadków odpowiednie spółki Grupy PGE podjęły działania zamierzające do zapewnienia im prawa do korzystania z takich nieruchomości (m.in. w postaci służebności gruntowych).

Najistotniejsze obciążenia ustanowione na istotnych nieruchomościach spółek Grupy PGE z obszaru Wytwarzania i Wydobycia stanowią:

- nieruchomość ZEDO wpisana do księgi wieczystej SZ1Y/00041573/2 – hipoteka przymusowa kaucyjna do kwoty 59.217.445,39 PLN ustanowiona na rzecz Gminy Gryfino na zabezpieczenie należności z tytułu podatku od nieruchomości za rok 2002;
- nieruchomość ZEDO wpisana do księgi wieczystej SZ1Y/00009514/08 – hipoteka przymusowa zwykła w kwocie 29.958.834,70 PLN ustanowiona na rzecz Gminy Gryfino na zabezpieczenie należności z tytułu podatku od nieruchomości należnego za rok 2003;
- nieruchomość Elektrowni Bełchatów wpisana do księgi wieczystej PT1B/00056981/9 – hipoteka kaucyjna do maksymalnej kwoty 5.099.035.050 PLN ustanowiona na rzecz Banku Handlowego w Warszawie S.A. (jako agenta ds. zabezpieczeń) na zabezpieczenie spłaty kredytów udzielonych przez konsorcjum banków na budowę bloku energetycznego 858 MW, projektów związanych i linii przesyłowej (porównaj opis w punkcie 4.4. w Rozdziale XIV Prospektu).

15.2.3. Istotne nieruchomości wykorzystywane przez Spółki Sprzedaży Detalicznej

Spółki Sprzedaży Detalicznej korzystają z nieruchomości z przeznaczeniem głównie na siedziby i budynki administracyjne (w tym siedziby biur obsługi klienta). Trzy Spółki Sprzedaży Detalicznej (ZEW-T, ZKE oraz ZEŁT – Obrót) posiadają również nieruchomości, na których prowadzona jest działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej (elektrownie wodne). Łączna powierzchnia nieruchomości wykorzystywanych przez Spółki Sprzedaży Detalicznej wynosi ok. 16 ha (na co składają się nieruchomości gruntowe oraz powierzchnia wynajmowanych lokali i budynków). Szacunkowo około 18% nieruchomości gruntowych oraz aż 91% nieruchomości lokalowych (biura) stanowią nieruchomości istotne. Niemal wszystkie nieruchomości lokalowe (biura, budynki) dzierżawione lub wynajmowane są przez Spółki Sprzedaży Detalicznej od spółek dystrybucyjnych Grupy PGE.

Ponieważ znaczna część istotnych nieruchomości wykorzystywanych przez Spółki Sprzedaży Detalicznej jest dzierżawiona lub wynajmowana od spółek dystrybucyjnych, to tylko w nielicznych przypadkach nieruchomości wykorzystywane przez Spółki Sprzedaży Detalicznej nie mają uregulowanego tytułu prawnego. Problem ten dotyczy tylko nieruchomości gruntowych (około 0,58 ha), w tym nieruchomości wykorzystywanych na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania energii przez ZEŁT-Obrót.

Natomiast w związku z wniesieniem części swoich przedsiębiorstw (materialnych i niematerialnych składników majątkowych niezbędnych do realizacji funkcji OSD) do spółek dystrybucyjnych (porównaj opis w punkcie 5. w Rozdziale VII Prospektu), Spółki Sprzedaży Detalicznej (dawne zakłady energetyczne) ponoszą na zasadzie art. 55^4 KC solidarną odpowiedzialność ze spółkami dystrybucyjnymi za zobowiązania związane z prowadzeniem tych przedsiębiorstw, powstałe przed dniem ich wniesienia do spółek dystrybucyjnych. Umowy aportowego wniesienia przedsiębiorstw zawierają postanowienia zmierzające do modyfikacji solidarnej odpowiedzialności w ten sposób, aby za zobowiązania te odpowiadały wyłącznie OSD (porównaj opis w punkcie 6.2. w Rozdziale XIV Prospektu). Z tego tytułu również Spółki Sprzedaży Detalicznej w dalszym ciągu mogą być adresatami roszczeń osób trzecich, w szczególności związanych z bezumownym korzystaniem z nieruchomości wykorzystywanych obecnie przez spółki dystrybucyjne.

Na istotnych nieruchomościach stanowiących własność lub użytkowanie wieczyste Spółek Sprzedaży Detalicznej nie zostały ustanowione hipoteki umowne, przymusowe ani ustawowe o wartości istotnej dla Grupy PGE.

15.2.4. Istotne nieruchomości wykorzystywane przez spółki dystrybucyjne (OSD)

W przypadku spółek dystrybucyjnych istotne nieruchomości to te, na których zlokalizowane są: (i) główne punkty zasilania (GPZ), (ii) stacje transformatorowe i rozdzielcze SN/nN (wnętrzowe), (iii) siedziby i inne budynki administracyjne (w tym siedziby rejonowych zakładów energetycznych). Łączna powierzchnia nieruchomości wykorzystywanych przez OSD wynosi blisko 1.047 ha i niemal w całości obejmuje nieruchomości gruntowe (powyższy szacunek nie dotyczy nieruchomości osób trzecich, na których znajduje się infrastruktura dystrybucyjna, w szczególności linie energetyczne). Szacunkowo około 81% nieruchomości gruntowych oraz około 95% nieruchomości lokalowych jest istotne dla działalności spółek dystrybucyjnych.

W dużej części istotne nieruchomości OSD znajdują się w ich użytkowaniu wieczystym lub stanowią ich własność (dotyczy to głównie nieruchomości, na których znajdują się siedziby spółek, stacje transformatorowe wolno stojące oraz najważniejsze obiekty sieciowe). W mniejszym zakresie nieruchomości znajdują się we władaniu OSD na podstawie umów dzierżawy bądź najmu. Część nieruchomości istotnych wykorzystywanych przez spółki dystrybucyjne ma nieuregulowany tytuł prawny, m.in. nieznany właściciel lub postępowanie w toku. Szacunkowo jest to około 21% nieruchomości istotnych, przy czym problem dotyczy jedynie nieruchomości gruntowych.

Ponadto OSD wykorzystują ok. 270,0 tys. km (bez przyłączy) linii energetycznych napowietrznych i kablowych, które stanowią infrastrukturę istotną dla działalności tych spółek. W większości przypadków takie linie, urządzenia i instalacje znajdują się na nieruchomościach osób trzecich. Oszacowanie powierzchni nieruchomości zajmowanych przez te urządzenia jest utrudnione z uwagi na brak miarodajnych reguł liczenia powierzchni nieruchomości zajętych pod tego rodzaju linie, urządzenia i instalacje, dlatego też powierzchnia omawianych nieruchomości nie została uwzględniona w Prospekcie. W przypadku nieruchomości osób trzecich, na których znajdują się urządzenia infrastruktury dystrybucyjnej, w szczególności linie energetyczne, korzystanie z nich przez spółki dystrybucyjne opiera się o służebności gruntowe (umożliwiają one eksploatację i konserwację urządzeń, instalacji i linii energetycznych na cudzym gruncie). Na podstawie umów najmu, dzierżawy lub na podstawie służebności gruntowych wykorzystywane są najczęściej te nieruchomości, na których znajdują się linie napowietrzne i kablowe, słupy energetyczne, transformatory napowietrzne, mniejsze urządzenia sieciowe. W niektórych przypadkach tytuł prawny spółek dystrybucyjnych do korzystania z takich nieruchomości osób trzecich nie jest uregulowany. Ponadto w poprzednich latach budowa infrastruktury sieciowej na cudzym gruncie z reguły odbywała się bezumownie, co powoduje dodatkowe komplikacje prawne. Spółki oczekują, że nowelizacja KC z 2008 roku wprowadzająca nowe ograniczone prawo rzeczowe, tzn. służebność przesyłu, ujednolici sposób korzystania z nieruchomości osób trzecich na potrzeby instalacji i konserwacji urządzeń, instalacji i linii energetycznych w przyszłości, jak również umożliwi ustanawianie, w razie potrzeby nawet przymusowo w drodze postępowania przed sądem, takiej służebności przesyłu względem nieruchomości, na których już znajdują się takie urządzenia, instalacje i linie energetyczne. Uregulowanie tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości na potrzeby urządzeń istniejących może pozwolić ograniczyć zgłaszanie przez właścicieli nieruchomości roszczenia o nakazanie usunięcia tych urządzeń z ich nieruchomości, będzie jednak wymagało poniesienia przez Grupę PGE pewnych kosztów. Jednocześnie dotychczasowa praktyka wskazuje na trudności towarzyszące stosowaniu przepisów dotyczących służebności przesyłu w celu prawnego uregulowania korzystania z cudzych nieruchomości dla utrzymania istniejącej lub budowy nowej infrastruktury sieciowej. Trudności takie to m.in. długotrwały proces ustanawiania służebności na drodze sądowej i brak odpowiednich regulacji dotyczących ustalania wysokości wynagrodzenia za ustanowienie takiej służebności.

W związku z opisanymi powyżej kwestiami, wobec spółek dystrybucyjnych zgłaszane są przez właścicieli (użytkowników wieczystych) nieruchomości wykorzystywanych w różny sposób przez spółki dystrybucyjne, roszczenia reprywatyzacyjne, roszczenia odszkodowawcze za bezumowne korzystanie z gruntu lub za obniżenie wartości gruntu, roszczenia o przeniesienie urządzeń lub o wykup nieruchomości.

W przeszłości spółki OSD stosowały rozbieżną politykę w zakresie regulacji tytułu prawnego do nieruchomości. W szczególności niektóre spółki zaspokajały jedynie roszczenia zasądzone prawomocnym wyrokiem, podczas gdy inne każdą sprawę rozpatrywały indywidualnie. Ponadto niektóre spółki OSD samodzielnie występowały do sądów w celu ustalenia istnienia tytułu do nieruchomości. W ostatnich latach część spółek dystrybucyjnych z Grupy PGE podjęła działania prowadzące do uregulowania stanu prawnego nieruchomości, na których znajdowała się wykorzystywana przez nie infrastruktura dystrybucyjna (urządzenia, instalacje, linie energetyczne). W tym celu spółki wykupywały grunty (zwłaszcza grunty pod najważniejszymi obiektami kubaturowymi i sieciowymi), zawierały umowy dzierżawy, najmu lub użyczenia (zwłaszcza mniejszych obiektów) lub nabywały służebności (w szczególności gruntów, na których lub nad którymi prowadzone są linie energetyczne). W ostatnich miesiącach spółki OSD wspólnie opracowały i rozpoczęły wdrażanie jednolitych zasad w zakresie regulacji stanu prawnego gruntów, w zakresie prowadzenia inwestycji sieciowych, eksploatacji urządzeń energetycznych (ze szczególnym uwzględnieniem wycinki drzew i gałęzi) oraz gruntów zajętych pod urządzenia elektroenergetyczne przy wykorzystaniu służebności przesyłu.

Na istotnych nieruchomościach stanowiących własność lub użytkowanie wieczyste spółek OSD nie zostały ustanowione hipoteki umowne, przymusowe ani ustawowe o wartości istotnej dla Grupy PGE.

15.2.5. Istotne nieruchomości wykorzystywane przez Exatel

Exatel ma siedzibę w Warszawie przy ul. Perkuna 47 (siedziba spółki). Exatel jest wieczystym użytkownikiem tej nieruchomości oraz właścicielem budynku biurowego zlokalizowanego na tej działce. Przy ul. Mory 8 znajduje się główny węzeł telekomunikacyjny, a sama nieruchomość jest wynajmowana od Instytutu Energetyki. Ponadto Exatel korzysta z dużej liczby nieruchomości na terenie całej Polski (łącznie około 13 ha), na których zlokalizowane są urządzenia transmisyjne, węzły i inne urządzenie telekomunikacyjne.

Na dzień niniejszego Prospektu nie toczą się żadne istotne postępowania sądowe ani administracyjne przeciwko Exatel dotyczące tytułu prawnego do powyższych nieruchomości.

Na nieruchomości Exatel przy ul. Perkuna 47 w Warszawie są ustanowione, zgodnie z Umową Kredytu z dnia 17 stycznia 2006 roku, hipoteki kaucyjne na rzecz banków kredytujących Exatel, tj. Raiffeisen Bank Polska S.A., Kredyt Bank S.A., Rabobank Polska S.A., PKO BP S.A. oraz BGK S.A., odpowiednio do wysokości 138,75 mln PLN, 90 mln PLN, 123,75 mln PLN, 123,75 mln PLN oraz 41,25 mln PLN.

XIV. ISTOTNE UMOWY

Poniżej przedstawione zostały informacje o istotnych umowach Emitenta oraz Spółek Zależnych za okres dwóch lat poprzedzających datę Prospektu, a także za okres wcześniejszy w odniesieniu do umów, które zawierają postanowienia powodujące powstanie zobowiązania po stronie Emitenta lub Istotnej Spółki Zależnej lub nabycie przez te podmioty prawa o istotnym znaczeniu dla Grupy PGE.

W ocenie Emitenta jako istotne umowy, to jest umowy mające istotne znaczenie w działalności Grupy PGE, powinny zostać przedstawione w Prospekcie następujące rodzaje umów:

– umowy zawarte poza normalnym tokiem działalności, których wartość przekracza kwotę 1,5 mld PLN (lub jest zbliżona do tej kwoty), to jest około 5% kapitałów własnych Emitenta na dzień 31 grudnia 2008 roku, zgodnie ze skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Grupy za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2008 roku sporządzonym zgodnie z MSSF; oraz

– umowy, które zostały zawarte w normalnym toku działalności i w ocenie Emitenta mają istotne znaczenie w działalności Grupy PGE.

Wartość umowy oznacza wartość przedmiotu umowy (wartość świadczenia). W przypadku umów wieloletnich za wartość umowy przyjęto łączną wartość świadczeń wynikającą z tej umowy dla całego okresu jej obowiązywania, jednakże za okres nie dłuższy niż 5 lat. W przypadku umowy zawartej na czas nieoznaczony za wartość umowy przyjęto łączną wartość świadczeń wynikających z umowy za ostatnie 5 lat. W opisie poszczególnych umów zamieszczono informację o wartości (w odpowiednim zaokrągleniu) każdej z umów.

W ocenie Emitenta umowami zawartymi poza normalnym tokiem działalności są umowy opisane w punkcie 6.1. poniżej (umowa dzierżawy przedsiębiorstwa zawarta pomiędzy Emitentem a PSE Operator zawarta w dniu 1 lipca 2004 roku i plan podziału Emitenta z dnia 30 sierpnia 2007 roku), punkcie 6.2. poniżej (umowy zawarte przez spółki z Grupy PGE związane z wydzieleniem OSD) oraz punkcie 6.3. poniżej (umowa nabycia mniejszościowych pakietów akcji w Istotnych Spółkach Zależnych od Skarbu Państwa, wartość tej umowy nie przekracza 1,5 mld PLN, ale jest do niej zbliżona).

W ocenie Emitenta pozostałe umowy opisane w niniejszym Rozdziale stanowią umowy zawarte w normalnym toku działalności.

Zwracamy uwagę, iż informacje na temat umów (nieopisanych w niniejszym Rozdziale Prospektu) zawartych z udziałem spółek z Grupy PGE są zamieszczone również w innych Rozdziałach Prospektu. W szczególności informacje o umowach, na podstawie których Skarb Państwa obejmował akcje w kapitale zakładowym Emitenta w zamian za wkłady niepieniężne, zamieszczono w punkcie 1.3. w Rozdziale XVIII Prospektu. Ponadto, informacje o umowach zawartych z podmiotami powiązanymi, w tym umowach zawartych pomiędzy PGE a Istotnymi Spółkami Zależnymi w ramach działań operacyjno-integracyjnych po powstaniu Grupy PGE, zamieszczono w Rozdziale XVII Prospektu. Informacje o układach zbiorowych i umowach społecznych zamieszczono w punkcie 13.4. w Rozdziale XIII Prospektu.

1. Umowy dostawy paliw dla wytwórców energii elektrycznej

1.1. Wprowadzenie

Poniżej zamieszczono informacje o istotnych umowach dostawy paliw dla wytwórców energii elektrycznej z Grupy PGE, w tym umowach dostawy węgla brunatnego (punkt 1.2.), umowach dostawy węgla kamiennego (punkt 1.3.) oraz gazu ziemnego (punkt 1.4.). Podstawowe informacje na temat głównych dostawców surowców dla spółek z obszaru wytwarzania Grupy PGE, łącznej wielkości i wartości dostaw surowców zrealizowanych przez tych dostawców, a także na temat umów dotyczących surowców wykorzystywanych przez wytwórców energii elektrycznej z Grupy PGE zostały przedstawione w punkcie 6. w Rozdziale XIII Prospektu.

1.2. Umowy dostawy węgla brunatnego

Poniżej zamieszczono informacje o dwóch istotnych umowach dostawy węgla brunatnego zawartych pomiędzy KWB Bełchatów a Elektrownią Bełchatów oraz KWB Turów a Elektrownią Turów. Elektrownie te nie korzystają z innych dostawców węgla brunatnego. Dostawy węgla brunatnego dla Elektrowni Bełchatów oraz Elektrowni Turów realizowane są na podstawie umów długoterminowych zawartych na okresy odpowiednio ok. 20 i 40 lat. W związku z umowami długoterminowymi pomiędzy stronami zawierane są dodatkowe umowy określające zasady dostaw węgla w okresach krótszych.

Porozumienie Długoterminowe zawarte w dniu 8 lipca 2005 roku oraz Umowa Średnioterminowa zawarta w dniu 28 lutego 2006 roku na dostawę węgla brunatnego zawarte pomiędzy KWB Bełchatów a Elektrownią Bełchatów

Na podstawie Porozumienia Długoterminowego KWB Bełchatów oraz Elektrownia Bełchatów uzgodniły ogólne warunki długoterminowych dostaw węgla brunatnego i kształtowania ceny węgla w celu skoordynowania planów produkcyjnych i kompleksowych planów rozwojowych stron. Porozumienie weszło w życie dnia 8 lipca 2005 roku i ma obowiązywać do dnia 31 grudnia 2025 roku.

W związku z Porozumieniem Długoterminowym w dniu 28 lutego 2006 roku zawarta została Umowa Średnioterminowa na dostawę przez KWB Bełchatów do Elektrowni Bełchatów energetycznego węgla brunatnego. Umowa weszła w życie dnia 1 stycznia 2006 roku i ma obowiązywać do dnia 31 grudnia 2010 roku, z możliwością jej przedłużenia na okres uzgodniony przez strony. Umowa przewiduje planowanie wielkości dostaw na okresy roczne i wieloletnie. Cena dostaw węgla oparta jest na cenie węgla wskaźnikowego uzgadnianej corocznie przez strony na podstawie formuły zawartej w załączniku do Porozumienia Długoterminowego. Natomiast cena rzeczywista węgla określana jest według cennika stanowią-

cego załącznik do Umowy Średnioterminowej i jest uzależniona od rzeczywistych parametrów jakościowych dostarczanego węgla, takich jak kaloryczność oraz zawartość popiołu i siarki.

Każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy w przypadku wydania przez sąd postanowienia o otwarciu postępowania układowego, upadłościowego, likwidacyjnego wobec drugiej strony lub trwałej niezdolności jednej ze stron do wykonywania zobowiązań umownych w wymaganym terminie. Wypowiedzenie umowy wymaga zachowania 30-dniowego okresu wypowiedzenia. Strony zwolnione są z odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy spowodowane siłą wyższą. W innych wypadkach strony mogą dochodzić odszkodowań na zasadach ogólnych.

Zgodnie z postanowieniami umowy przelewu na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczenia, umów hedgingowych i umów projektu (opisanej w punkcie 4.4. poniżej) Elektrownia Bełchatów przelała na rzecz Banku Handlowego w Warszawie S.A. prawa, wierzytelności i uprawnienia kształtujące wynikające z Porozumienia Długoterminowego oraz Umowy Średnioterminowej. Zwrotny przelew praw na rzecz Elektrowni Bełchatów nastąpi na jej żądanie po upływie okresu zabezpieczenia, tj. w dniu, w którym zabezpieczona wierzytelność zostanie w całości zaspokojona.

Wartość świadczeń zrealizowanych na podstawie umowy w ciągu całego okresu jej obowiązywania na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosi 5,62 mld PLN.

Umowa Wieloletnia na dostawę-odbiór węgla brunatnego zawarta w dniu 21 kwietnia 1995 roku, Porozumienie Długoterminowe w sprawie formuły kształtowania ścieżki cenowej w dostawach węgla brunatnego zawarte w dniu 25 maja 2007 roku oraz Porozumienie do Umowy Wieloletniej zawarte w dniu 19 stycznia 2009 roku pomiędzy KWB Turów a Elektrownią Turów

Przedmiotem Umowy Wieloletniej jest ustalenie wielkości oraz warunków dostaw węgla brunatnego przez KWB Turów na rzecz Elektrowni Turów. Umowa weszła w życie dnia 1 stycznia 1995 roku i obowiązuje do 2035 roku. Wielkość i warunki dostaw uzgadniane są przez strony w okresach rocznych w rozbiciu na poszczególne kwartały i miesiące, w formie planów dostaw. Cena węgla w danym okresie jest ustalana w drodze negocjacji w oparciu o formułę cenową zawartą w Porozumieniu Długoterminowym w sprawie formuły kształtowania ścieżki cenowej w dostawach węgla brunatnego z dnia 25 maja 2007 roku. Składniki tej formuły uwzględniają wzrost cen energii elektrycznej oraz uzasadnione koszty wydobycia. Rzeczywiste rozliczenia za poszczególne dzienne dostawy uwzględniają parametry jakościowe paliwa takie jak, kaloryczność, zawartość popiołu, siarki i wody.

Rozwiązanie Umowy Wieloletniej może nastąpić na pisemny wniosek każdej ze stron, z zachowaniem 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia, w przypadku niedotrzymania przez drugą ze stron warunków ilościowych i jakościowych dostawy lub odbioru lub utrzymania się zaległości w płatnościach w kwocie przekraczającej równowartość 15 mln USD w okresie przekraczającym dwa miesiące.

W wykonaniu opisanej powyżej Umowy Wieloletniej strony zawierają cyklicznie porozumienia określające szczegółowo warunki dostaw i odbioru węgla na okresy jedno- lub kilkuletnie. Ostatnie porozumienie do Umowy Wieloletniej zostało podpisane w dniu 19 stycznia 2009 roku. Przedmiotem porozumienia jest określenie zasad płatności za dostawy węgla w roku 2009. W porozumieniu strony wyraziły wolę zawarcia nowej umowy wieloletniej, która precyzowałaby wszelkie zasady rozliczeń z tytułu dostaw węgla brunatnego. Strony są obecnie w trakcie negocjacji nowej umowy.

Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie umowy w okresie ostatnich pięciu lat na dzień 31 grudnia 2008 roku wyniosła 3,206 mld PLN.

1.3. Umowy dostawy węgla kamiennego

1.3.1. Wprowadzenie

Do końca 2008 roku umowy sprzedaży węgla energetycznego na potrzeby wytwórców energii elektrycznej z Grupy PGE były zawierane indywidualnie przez poszczególne elektrownie oraz elektrociepłownie. Począwszy od 2009 roku, w ramach Grupy PGE obowiązuje scentralizowany system zakupów węgla, który jest realizowany przez PGE Electra. W związku z nowym systemem z końcem roku 2008 dotychczas obowiązujące umowy wieloletnie sprzedaży węgla zawarte przez poszczególnych wytwórców z Grupy PGE uległy rozwiązaniu lub scedowaniu na PGE Electra. W zamian PGE Electra jako podmiot odpowiedzialny za scentralizowane zakupy, zawarła nowe umowy, z jednej strony z dostawcami, a z drugiej z odbiorcami węgla z Grupy PGE. Zarówno zakupy, jak i odsprzedaż węgla odbiorcom z Grupy PGE przez PGE Electra są realizowane na podstawie umów zawieranych na okresy kilkuletnie („**Umowy Wieloletnie**") oraz dodatkowych umów zawieranych na okresy roczne („**Umowy Roczne**"). Umowy Roczne stanowią integralną część Umów Wieloletnich. Obowiązujące obecnie istotne umowy sprzedaży węgla zawarte przez PGE Electra z dostawcami węgla są opisane w punkcie 1.3.2. poniżej, a istotne umowy zawarte z odbiorcami węgla (to jest z Elektrownią Opole oraz ZEDO, które są największymi odbiorcami węgla kamiennego w Grupie PGE) są opisane w punkcie 1.3.3.

1.3.2. Umowy zawarte przez PGE Electra z dostawcami węgla

Poniżej zamieszczono informacje o trzech istotnych umowach, na podstawie których PGE Electra kupuje węgiel kamienny od swoich dostawców („**Dostawcy**"), to jest: Jastrzębskiej Spółki Węglowej S.A. („**JSW**"), Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. („**KHW**") oraz Kompanii Węglowej S.A. („**KW**"). Umowy Wieloletnie dostawy węgla z Dostawcami zostały zawarte na okresy 3 lub 5 lat, począwszy od 1 stycznia 2009 roku. Umowy Wieloletnie określają ogólne warunki, w tym ramowe wielkości dostaw węgla w poszczególnych latach. Szczegółowe warunki oraz wielkości dostaw w poszczególnych latach (z uwzględnieniem tolerancji wynoszącej +/-20% w stosunku do wielkości zadeklarowanych w Umowach Wieloletnich) określają Umowy Roczne. Węgiel zakupiony od Dostawców jest następnie sprzedawany przez PGE Electra, na podstawie

odrębnych umów, odbiorcom z Grupy PGE („**Odbiorcy**"). Zgodnie z Umowami Wieloletnimi Odbiorcami węgla zakupionego przez PGE Electra są: ZEDO, Elektrownia Opole, ZEC Bydgoszcz, EC Gorzów, EC Kielce, EC Rzeszów, EC Lublin-Wrotków oraz Energetyka Boruta. Wszystkie Umowy Wieloletnie zawierają zobowiązanie PGE Electra do nieodsprzedawania węgla innym odbiorcom niż wskazani powyżej.

Umowy Wieloletnie oraz Umowy Roczne pomiędzy PGE Electra a KHW oraz JSW

Ze względu na bardzo zbliżoną treść obu umów zostały one opisane łącznie, a szczegółowe dane przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 1: Umowy Wieloletnie oraz Umowy Roczne pomiędzy PGE Electra a KHW oraz JSW

Dostawca	Data zawarcia Umowy Wieloletniej	Okres obowiązywania Umowy Wieloletniej	Łączna ramowa wielkość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln PLN)	Data zawarcia Umowy Rocznej na 2009 rok	Łączna wielkość dostaw wg Umowy Rocznej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Rocznej (mln PLN)
JSW	23.12.2008	31.12.2013	5,5	1.392,9	30.12.2008	1,1	278,6
KHW	22.12.2008	31.12.2013	3,55	858	30.12.2008	0,54	131

Na podstawie Umów Wieloletnich KHW oraz JSW zobowiązały się dostarczać węgiel, o odpowiednich parametrach jakościowych, w ilości uzgodnionej z PGE Electra na poszczególne lata, do określonych Odbiorców według harmonogramów uzgodnionych w Umowach Rocznych. Umowa Roczna powinna być zawarta do 30 listopada każdego roku obowiązywania Umowy Wieloletniej, z mocą obowiązującą na kolejny rok kalendarzowy. W razie niezawarcia nowej Umowy Rocznej przed upływem danego roku, obowiązująca Umowa Roczna ulega automatycznemu przedłużeniu na okres dodatkowy jednego kwartału kalendarzowego. Umowy Roczne określają m.in. harmonogram oraz wielkości dostaw, cennik dostaw węgla na dany rok oraz graniczne parametry jakościowe dostarczanego węgla.

Zgodnie z Umową Wieloletnią strony mają prawo do kar umownych z tytułu niedostarczenia lub nieodebrania ilości węgla określonych na dany rok. Wysokość kar wynosi 10% wartości niedostarczonej lub nieodebranej ilości węgla (z uwzględnieniem tolerancji wielkości dostaw określonej w Umowie Rocznej) i jest wyliczana po zakończeniu każdego roku. Ponadto, zgodnie z Umową Wieloletnią z JSW, PGE Electra zobowiązana jest do udzielenia zabezpieczenia w formie cesji wierzytelności na warunkach uzgodnionych z JSW o wartości nie mniejszej niż wartość 1,5-miesięcznych dostaw.

Rozwiązanie Umowy Wieloletniej może nastąpić w drodze wypowiedzenia jej przez jedną ze stron lub za porozumieniem stron. W przypadku wypowiedzenia wymagane jest zachowanie 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia, przy czym Umowa Wieloletnia nie może zostać rozwiązana wcześniej, niż utraci moc obowiązująca Umowa Roczna (to jest 31 grudnia). Jeżeli okres wypowiedzenia Umowy Wieloletniej upływałby po dacie obowiązywania Umowy Rocznej, wówczas okres obowiązywania Umowy Rocznej ulega automatycznemu przedłużeniu do dnia rozwiązania Umowy Wieloletniej. Umowa Wieloletnia ulega również rozwiązaniu, jeżeli w ciągu pierwszego kwartału kalendarzowego roku, na który nie zawarto Umowy Rocznej, strony nie zawrą kolejnej Umowy Rocznej lub jedna ze stron dokona wypowiedzenia Umowy Wieloletniej. W obu przypadkach rozwiązanie Umowy Wieloletniej jest skuteczne na 30 czerwca danego roku.

Umowa Wieloletnia oraz Umowa Roczna pomiędzy PGE Electra a KW

Dane dotyczące Umowy Wieloletniej oraz Umowy Rocznej są przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 2: Umowa Wieloletnia oraz Umowa Roczna pomiędzy PGE Electra a KW

Dostawca	Data zawarcia Umowy Wieloletniej	Okres obowiązywania Umowy Wieloletniej	Łączna ramowa wielkość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln PLN)	Data zawarcia Umowy Rocznej na 2009 rok	Łączna wielkość dostaw wg Umowy Rocznej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Rocznej (mln PLN)
KW	16.12.2008	31.12.2011	16,5	4.572	16.12.2008	6,0275	1.665,5

KW zobowiązała się dostarczać węgiel, o odpowiednich parametrach jakościowych, w ilości uzgodnionej z PGE Electra na poszczególne lata, do określonych Odbiorców. Harmonogramy dostaw, a także warunki realizacji dostaw, zasady rozliczeń jakości węgla oraz cena węgla są uzgadniane w Umowach Rocznych. Umowa Roczna powinna być zawarta do 30 listopada każdego roku obowiązywania Umowy Wieloletniej, z mocą obowiązującą na kolejny rok kalendarzowy.

Strony mają prawo do kar umownych za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonych na dany rok. Wysokość kar wynosi 10% wartości niedostarczonej lub nieodebranej ilości węgla (z uwzględnieniem tolerancji wielkości dostaw określonej w Umowie Rocznej) i jest wyliczana po zakończeniu każdego roku.

Rozwiązanie Umowy Wieloletniej może nastąpić w drodze wypowiedzenia jej przez jedną ze stron lub za porozumieniem stron. W przypadku wypowiedzenia wymagane jest zachowanie 6-miesięcznego okresu wypowiedzenia, przy czym Umowa Wieloletnia nie może zostać rozwiązana wcześniej, niż utraci moc obowiązującą Umowa Roczna (to jest 31 grudnia). Jeżeli okres wypowiedzenia Umowy Wieloletniej upływałby po dacie obowiązywania Umowy Rocznej, wówczas okres obowiązywania Umowy Rocznej ulega automatycznemu przedłużeniu do dnia rozwiązania Umowy Wieloletniej.

1.3.3. Umowy zawarte przez PGE Electra z Odbiorcami

Umowy Wieloletnie oraz Umowy Roczne pomiędzy PGE Electra a ZEDO oraz Elektrownią Opole

PGE Electra sprzedaje węgiel swoim największym Odbiorcom, to jest ZEDO oraz Elektrowni Opole, na podstawie Umów Wieloletnich zawartych na okres 5 lat, począwszy od 1 stycznia 2009 roku. Ze względu na bardzo zbliżoną treść obu Umów Wieloletnich umowy te zostały opisane łącznie, a szczegółowe dane przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 3: Umowy Wieloletnie oraz Umowy Roczne pomiędzy PGE Electra a ZEDO oraz Elektrownią Opole

Dostawca	Data zawarcia Umowy Wieloletniej	Okres obowiązywania Umowy Wieloletniej	Łączna ramowa wielkość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Wieloletniej (mln PLN)	Data zawarcia Umowy Rocznej na 2009 rok	Łączna wielkość dostaw wg Umowy Rocznej (mln ton)	Szacunkowa wartość dostaw wg Umowy Rocznej (mln PLN)
ZEDO	31.12.2008	31.12.2013	15,5	4.441	12.05.2009	2,6	747
Elektrownia Opole	15.12.2008	31.12.2013	18,4	4.670	4.02.2009	3,83	972

Na podstawie Umów Wieloletnich PGE Electra zapewnia w poszczególnych latach dostawy węgla o określonych parametrach w ilościach i terminach uzgodnionych w Umowach Rocznych. ZEDO oraz Elektrownia Opole zobowiązane są kupować węgiel wyłącznie od PGE Electra. Kupowanie węgla od innych dostawców możliwe jest tylko w uzasadnionych wypadkach i wymaga zgody PGE Electra. Umowy Roczne powinny być zawarte do 30 listopada każdego roku. Umowy te określają warunki dostaw i odbioru węgla, zasady rozliczeń oraz cenę za dostarczany węgiel.

Strony Umów Wieloletnich mają prawo do zastosowania w każdym roku ich obowiązywania kar umownych za niedostarczenie lub nieodebranie ilości węgla określonych na dany okres dostaw. Wysokość kar określona jest w Umowach Rocznych.

Rozwiązanie Umowy Wieloletniej może nastąpić w drodze wypowiedzenia przez jedną ze stron z zachowaniem 3-miesięcznego okresu wypowiedzenia lub za porozumieniem stron. Umowy Wieloletnie ulegają również rozwiązaniu, jeżeli w ciągu pierwszego kwartału kalendarzowego roku, na który nie zawarto Umowy Rocznej, strony nie zawrą kolejnej Umowy Rocznej lub jedna ze stron dokona wypowiedzenia Umowy Wieloletniej. W obu przypadkach rozwiązanie Umowy Wieloletniej następuje ze skutkiem na koniec pierwszego kwartału kalendarzowego.

Umowy Roczne na rok 2009 wymienione w tabeli powyżej określają zarówno łączną wielkość dostaw w 2009 roku, jak i wielkości dostaw od każdego z Dostawców, od których PGE Electra kupuje węgiel. W załącznikach do Umów Rocznych określone są warunki i zasady współpracy z każdym z poszczególnych Dostawców, w tym cenniki węgla na 2009 rok. Cena sprzedaży węgla przez PGE Electra stanowi sumę ceny węgla określonej w cenniku danego Dostawcy oraz marży PGE Electra. Wysokość kar umownych ustalono na 10% wartości nie dostarczonej lub nie odebranej ilości węgla.

1.4. Umowy dostawy gazu ziemnego

Umowy dostawy gazu ziemnego zawarte przez EC Gorzów, EC Lublin-Wrotków i EC Rzeszów z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A.

Poniżej zamieszczono informacje o trzech istotnych umowach dostawy gazu ziemnego zawartych przez EC Gorzów, EC Lublin-Wrotków i EC Rzeszów z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. („**PGNiG**") jako dostawcą. Ze względu na pewne podobieństwa umów zostały one opisane łącznie, a szczegółowe dane zamieszczono w tabeli poniżej.

Tabela 4: Umowy dostawy gazu ziemnego zawarte przez EC Gorzów, EC Lublin-Wrotków i EC Rzeszów z PGNiG S.A.

Odbiorca gazu (elektrociepłownia)	Data zawarcia umowy	Okres obowiązywania umowy	Wartość dostaw za okres ostatnich 5 lat na 31.12.2008 r. (mln PLN)
EC Gorzów	5.07.1996	1.07.2018	283,23
EC Lublin-Wrotków	2.07.1999	15.11.2021	1.018
EC Rzeszów	28.12.2000	16.11.2017	403

Wszystkie umowy zostały zawarte na czas określony i mają charakter długoterminowy. Zgodnie z umowami elektrociepłownie zobowiązane są do odebrania określonej w umowie minimalnej ilości paliwa gazowego, a także do nieprzekroczenia określonej wielkości maksymalnej poboru gazu w poszczególnych godzinach i miesiącach. W razie nieodebrania minimalnych ilości gazu elektrociepłownie zobowiązane są do uiszczenia odpowiedniej opłaty obliczonej zgodnie z formułą zawartą w umowie, przy czym umowy przewidują, iż ilości paliwa gazowego nie odebrane przez poszczególne elektrociepłownie, ale opłacone mogą być odebrane w ciągu kolejnych trzech lat umownych. Postanowienia nakładające na elektrociepłownie obowiązek zapłaty za nieodebrane dostawy gazu mogą być źródłem istotnych zobowiązań finansowych po stronie elektrociepłowni w przypadku nieodebrania znacznych ilości gazu. W ocenie Zarządu warunki dostaw gazu przez PGNiG do elektrociepłowni z Grupy PGE nie odbiegają jednak od warunków dostaw gazu do innych elektrowni stosowanych na polskim rynku.

W przypadku niedotrzymania warunków dostaw PGNiG zobowiązana jest do zapłaty rekompensaty obliczonej proporcjonalnie do okresu braku dostaw i ilości niedostarczonego gazu. W przypadkach określonych w umowie PGNiG uprawniony jest do wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze paliwa gazowego.

Cena paliwa składa się z opłaty stałej za moc umowną oraz opłaty zmiennej za rzeczywiście pobrane ilości paliwa gazowego. Wielkość obu tych opłat podlega okresowym zmianom.

W przypadku umowy zawartej przez EC Gorzów każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy ze skutkiem natychmiastowym w przypadku rażącego naruszenia przez drugą stronę obowiązków wypływających z umowy. Dodatkowo każdej ze stron, za zgodą drugiej strony, przysługuje możliwość rozwiązania umowy za rocznym okresem wypowiedzenia.

W odniesieniu do umów zawartych przez EC Lublin-Wrotków oraz EC Rzeszów umowa może zostać rozwiązana za zgodą stron przed upływem okresu dostaw, o ile jedna ze stron wystąpi z uzasadnionym wnioskiem o rozwiązanie umowy co najmniej na rok przed proponowanym terminem rozwiązania umowy. Ponadto każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia (odstąpienia od) umowy w przypadku, gdy druga strona nie wykonuje swoich istotnych zobowiązań. W przypadku, jeśli EC Lublin-Wrotków nie dotrzyma swoich istotnych zobowiązań, powodując w ten sposób rozwiązanie umowy, elektrociepłownia zobowiązana będzie do zapłaty przez określony czas na rzecz PGNiG opłaty za nieodebrane minimalne roczne ilości paliwa. Natomiast jeśli PGNiG nie dotrzyma swoich istotnych zobowiązań, powodując w ten sposób rozwiązanie umowy, zobowiązane będzie zapłacić na rzecz EC Lublin-Wrotków odszkodowanie za udokumentowane straty rzeczywiste z wyłączeniem utraconych korzyści do wysokości maksymalnej 4 mln USD. W umowie z EC Rzeszów, w przypadku odstąpienia od umowy spowodowanego nienależytym jej wykonywaniem przez jedną ze stron, strona taka będzie zobowiązana do zapłacenia drugiej ze stron kary umownej stanowiącej równowartość minimalnej ilości rocznej paliwa, nie więcej jednak niż za okres dwóch lat.

2. Informacja o umowach sprzedaży energii elektrycznej zawieranych przez spółki z Grupy PGE

2.1. Wprowadzenie

Poniżej zamieszczono informację o istotnych umowach sprzedaży energii elektrycznej zawartych z udziałem spółek z Grupy PGE. W punkcie 2.2. zamieszczono informację o umowach zawartych z udziałem największych wytwórców energii z Grupy PGE, to jest Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów, Elektrowni Opole oraz ZEDO. W punkcie 2.3. natomiast przedstawiono informację o umowie zawartej przez PGE z PGE Electra, na podstawie której Emitent sprzedaje energię elektryczną. Natomiast w punkcie 2.4. zawarta jest informacja na temat umów zawartych pomiędzy Emitentem a Spółkami Sprzedaży Detalicznej z Grupy PGE.

2.2. Umowy z wytwórcami energii z Grupy PGE

Na podstawie istotnych umów opisanych w niniejszym punkcie Emitent nabywa energię elektryczną od największych wytwórców energii elektrycznej z Grupy PGE. Umowa sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię Bełchatów (umowa ta jest opisana bezpośrednio poniżej jako Umowa Ramowa) została pierwotnie zawarta przez PGE GiE. W związku ze zmianą organizacji hurtowego handlu energią w ramach Grupy PGE z dniem 1 września 2008 roku na mocy umowy przeniesienia praw i obowiązków (opisanej w punkcie 4.5. poniżej) prawa i obowiązki zaciągnięte przez PGE GiE na mocy Umowy Ramowej zostały przeniesione na PGE. Pozostałe umowy sprzedaży energii elektrycznej zawarte przez Emitenta z Elektrownią Turów, Elektrownią Opole oraz ZEDO mają bardzo zbliżoną treść, w związku z czym ich opis został przedstawiony zbiorczo.

Umowa ramowa dla umów sprzedaży energii elektrycznej oraz dotycząca utrzymywania zdolności wytwórczych netto bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów pomiędzy PGE GiE a Elektrownią Bełchatów zawarta w dniu 5 września 2005 roku wraz z umową przeniesienia praw i obowiązków pomiędzy PGE GiE a Emitentem zawartą w dniu 1 września 2008 roku

Umowa ramowa („**Umowa Ramowa**") weszła w życie w dniu 1 stycznia 2006 roku i została zawarta na czas nieokreślony. Umowa Ramowa reguluje warunki zawierania poszczególnych transakcji („**Umów Sprzedaży**") pomiędzy stronami w związku z zakupem, sprzedażą, dostawą i odbiorem energii elektrycznej wytwarzanej przez Elektrownię Bełchatów. W związku ze zmianą organizacji hurtowego handlu energią w Grupie PGE w dniu 1 września 2008 roku pomiędzy PGE a PGE GiE została zawarta umowa przeniesienia praw i obowiązków (porównaj opis w punkcie 4.5. poniżej). Na podstawie tej umowy z dniem 1 września 2008 roku wszelkie prawa i obowiązki zaciągnięte przez PGE GiE na mocy Umowy Ramowej zostały przeniesione na Emitenta (za zgodą Elektrowni Bełchatów). Na mocy tej umowy nastąpiła również cesja wszelkich praw i obowiązków zaciągniętych przez PGE GiE na mocy jakichkolwiek umów, porozumień oraz oświadczeń złożonych przez PGE GiE wobec Elektrowni Bełchatów w związku z handlem energią elektryczną, w tym Umów Sprzedaży. Na podstawie Umowy Ramowej Emitent: (i) zobowiązany jest nabywać, na warunkach określonych w Umowach Sprzedaży, całość energii elektrycznej netto z produkcji własnej Elektrowni Bełchatów, z wyłączeniem energii przeznaczonej do sprzedaży na rynku lokalnym oraz (ii) ma zapewnioną możliwość nabywania zdolności wytwórczych netto bloków nr 1-12. Dodatkowo Emitent zobowiązany jest podjąć wszelkie możliwe działania w celu sprzedaży energii elektrycznej i/lub mocy wytwórczych netto, podejmując starania w celu uzyskania maksymalnej ceny dostępnej na rynku energii.

Energia elektryczna jest dostarczana do PGE zgodnie z planami dostaw, określonymi w poszczególnych Umowach Sprzedaży, które określają także każdorazowo cenę energii. Cena pokrywa koszty wytworzenia energii, niezbędny zysk Elektrowni Bełchatów oraz marżę dla Emitenta z tytułu zawarcia i realizacji danej Umowy Sprzedaży.

W razie niewykonania zobowiązań przez jedną ze stron druga ze stron jest uprawniona do odszkodowania. Niewykonanie zobowiązań jest rozumiane jako: (i) niedostarczenie uzgodnionej ilości energii elektrycznej przez Elektrownię Bełchatów; (ii) obniżenie zdolności wytwórczych Elektrowni Bełchatów; lub (iii) nieodebranie całości lub części uzgodnionej ilości energii elektrycznej przez Emitenta. Kwota należnego odszkodowania jest powiększana o uzasadnione i możliwe do zweryfikowania koszty poniesione przez poszkodowaną stronę.

W przypadkach określonych w Umowie Ramowej Elektrownia Bełchatów ma prawo rozwiązać tę umowę za wypowiedzeniem, przy czym w zależności od okoliczności: (i) Umowa Ramowa obowiązuje do momentu, kiedy prawa i obowiązki z tytułu poszczególnych Umów Sprzedaży zawartych przed datą wypowiedzenia zostaną w pełni wykonane; lub (ii) wypowiedzenie Umowy Ramowej następuje z jednoczesnym rozwiązaniem wszystkich będących w trakcie realizacji Umów Sprzedaży.

Cena energii elektrycznej na kolejne lata ustalana jest w drodze załączników (z których każdy stanowi Umowę Sprzedaży) do Umowy Ramowej.

Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie umowy w ciągu całego okresu jej obowiązywania na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosi 10,05 mld PLN (78,45 mln MWh).

Umowy Ramowe sprzedaży energii elektrycznej zawarte pomiędzy Emitentem a Elektrownią Turów, Elektrownią Opole oraz ZEDO

Emitent zawarł z największymi wytwórcami energii z Grupy PGE, to jest Elektrownią Turów, Elektrownią Opole oraz ZEDO (oprócz Elektrowni Bełchatów, która jest stroną umowy opisanej powyżej), umowy ramowe sprzedaży energii elektrycznej obowiązujące na czas nieokreślony („**Umowy Ramowe**"). Szczegółowe dane dotyczące poszczególnych umów przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5: Umowy Ramowe sprzedaży energii elektrycznej zawarte pomiędzy Emitentem a Elektrownią Turów, Elektrownią Opole oraz ZEDO

Wytwórca	Data zawarcia Umowy Ramowej	Wartość dostaw w 2008 r. (mln PLN)	Wielkość dostaw w 2008 r. (MWh)
Elektrownia Turów	3.01.2008	1.275	9.010.877
Elektrownia Opole	31.03.2008	821	5.610.946
ZEDO	5.01.2008	492	2.812.814

Przedmiotem Umów Ramowych jest sprzedaż energii elektrycznej przez elektrownie i jej dostarczanie Emitentowi w ilościach określonych zgodnie z planem zapotrzebowania na energię elektryczną, a także świadczenia przez elektrownie na rzecz Emitenta usługi utrzymywania zdolności wytwórczych. Na podstawie Umów Ramowych, strony zobowiązane są do zawierania co roku dodatkowych porozumień określanych jako wstępne porozumienie transakcyjne, określających szczegółowe warunki realizacji umów, tj. planowaną roczną ilość sprzedawanej energii elektrycznej, harmonogram dostaw, ceny, miejsce dostawy, poziom utrzymywanych zdolności wytwórczych i ceny za utrzymywanie tychże zdolności oraz planowany poziom wykorzystania zarezerwowanych zdolności wytwórczych wraz z ceną. Ponadto, po zakończeniu każdego okresu rozliczeniowego strony zawierają porozumienia transakcyjne, potwierdzające zrealizowanie przez strony uzgodnionych dostaw energii elektrycznej i utrzymywanie zdolności wytwórczych oraz ceny za usługi elektrowni. Techniczne warunki wydania Emitentowi energii elektrycznej określone są w umowie o świadczenie usług przesyłania zawartej pomiędzy Emitentem a PSE Operator.

Cena za energię elektryczną ustalana jest we wstępnym porozumieniu transakcyjnym według formuły cenowej zawartej w Umowie Ramowej. Emitent ma prawo obciążenia elektrowni karą umowną w przypadku zaprzestania przez elektrownię dostarczania energii elektrycznej.

Zasadniczo, każdej ze stron przysługuje prawo rozwiązania Umowy Ramowej z zachowaniem 3-miesięcznego okresu wypowiedzenia, ze skutkiem na koniec miesiąca. Ponadto, w przypadku Umowy Ramowej zawartej z ZEDO, każdej ze stron przysługuje prawo rozwiązania umowy bez okresu wypowiedzenia, w przypadku istotnego naruszenia postanowień umowy przez drugą ze stron.

2.3. Umowa zawarta przez Emitenta z PGE Electra

Umowa pomiędzy Emitentem a PGE Electra zawarta w dniu 31 marca 2006 roku

Umowa określa zasady handlowe i warunki sprzedaży energii elektrycznej przez Emitenta na rzecz PGE Electra. Umowa obowiązuje do dnia 31 grudnia 2009 roku. Umowa ulega automatycznemu przedłużeniu na kolejny rok, o ile żadna ze stron nie dokona jej wypowiedzenia, z zachowaniem miesięcznego okresu wypowiedzenia.

Na mocy umowy Emitent zobowiązał się sprzedawać PGE Electra energię elektryczną, która będzie przesyłana do miejsc dostarczania energii rynku bilansującego. PGE Electra zobowiązała się: (i) zapewnić odbiór energii elektrycznej w miejscach dostarczania energii rynku bilansującego, (ii) uiszczać należności zgodnie z zasadami określonymi w umowie, oraz (iii) przyjąć i stosować, w okresie trwania umowy, zasady zarządzania ryzykiem kredytowym (tj. uzgodnione dla Emitenta oraz wybranych podmiotów z Grupy Emitenta zasady dotyczące, w szczególności, warunków płatności, form zabezpieczania płatności, wysokości limitów kredytowych, monitorowania wykorzystania limitów kredytowych przez kontrahenta).

Wysokość ceny netto za sprzedaną energię elektryczną jest ustalana w każdym okresie rozliczeniowym odrębnie na podstawie określonej w umowie formuły cenowej. Cena ta uzależniona jest m.in. od wartości przychodów netto PGE Electra z tytułu sprzedaży energii elektrycznej dostarczonej przez Emitenta w danym okresie rozliczeniowym.

Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie umowy w ciągu całego okresu jej obowiązywania na dzień 31 grudnia 2008 roku wynosi 10,10 mld PLN (76,20 TWh).

2.4. Umowy zawarte pomiędzy Emitentem a Spółkami Sprzedaży Detalicznej

W dniu 31 grudnia 2007 roku Emitent zawarł ze wszystkimi ośmioma Spółkami Sprzedaży Detalicznej należącymi do Grupy PGE umowy ramowe sprzedaży energii elektrycznej („**Umowy Ramowe**") wraz z dodatkowymi porozumieniami określonymi jako porozumienia transakcyjne. Umowy Ramowe określają zasady sprzedaży energii elektrycznej poszczególnym Spółkom Sprzedaży Detalicznej. Natomiast szczegółowe warunki dostaw, takie jak ilość sprzedawanej energii, harmonogram dostaw, ceny, miejsca dostarczenia energii z sieci przesyłowej, są uzgadniane w porozumieniach transakcyjnych stanowiących integralną część Umowy Ramowej. Umowy Ramowe obowiązują na czas nieokreślony. Treść Umów Ramowych zawartych ze wszystkimi Spółkami Sprzedaży Detalicznej jest bardzo zbliżona, z tych względów poniżej przedstawiono informację o jednej z tych umów, tj. Umowie Ramowej zawartej pomiędzy Emitentem a ZEW-T, jako przykładowej umowie tego typu. Umowa ta jest umową o największej wartości spośród umów zawartych pomiędzy PGE a Spółkami Sprzedaży Detalicznej.

Umowa Ramowa sprzedaży energii elektrycznej zawarta w dniu 31 grudnia 2007 roku pomiędzy Emitentem a ZEW-T

Zgodnie z Umową Ramową Emitent zobowiązał się dostarczać i sprzedawać ZEW-T energię elektryczną w uzgodnionych ilościach i miejscach, zgodnie z harmonogramem dostaw uzgodnionym w obowiązujących Porozumieniach Transakcyjnych. ZEW-T zobowiązał się odbierać energię elektryczną w ilości uzgodnionej w porozumieniach transakcyjnych oraz uiszczać należności zgodnie z zasadami określonymi w Umowie Ramowej.

Strony są zwolnione z odpowiedzialności za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy w przypadku przerwy bądź ograniczenia w dostarczaniu lub odbiorze energii wynikających z: (i) ograniczeń w świadczeniu usług przesyłania, które nastąpiły zgodnie z postanowieniami umów o świadczenie usług przesyłania zawartych przez Emitenta i ZEW-T z OSP; oraz (ii) przypadków siły wyższej. Ponadto, w przypadku zaprzestania dostarczania energii elektrycznej przez Emitenta z przyczyn leżących po stronie ZEW-T, ZEW-T jest zobowiązana zapłacić Emitentowi odszkodowanie, którego wysokość jest obliczana na podstawie formuły zawartej w Umowie Ramowej.

Każdej ze stron przysługuje prawo rozwiązania umowy bez wypowiedzenia ze skutkiem na koniec okresu rozliczeniowego, w przypadku nieusunięcia w terminie przez drugą stronę istotnego naruszenia postanowień umowy.

Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie umowy w 2008 roku wyniosła 707 mln PLN (4,6 TWh).

3. Informacja o umowach zawartych przez spółki z Grupy PGE z PSE Operator (OSP)

Spółki z Grupy PGE są stroną zawartych z PSE Operator umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej. Umowy z PSE Operator o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej mają zawarte następujące spółki z Grupy PGE: (i) PGE, (ii) PGE Electra będąca spółką obrotu hurtowego w Grupie PGE, (iii) wytwórcy energii, (iv) spółki dystrybucyjne oraz (v) Spółki Sprzedaży Detalicznej.

Poniżej opisano umowę zawartą pomiędzy Emitentem a PSE Operator jako przykład typowej umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej z PSE Operator. Warunki świadczenia usług przesyłania energii elektrycznej przez PSE Operator na rzecz innych spółek z Grupy PGE, w tym zwłaszcza na rzecz PGE Electra, są zbliżone do warunków wynikających z opisanej umowy. Umowy z PSE Operator o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej mają istotne znaczenie dla działalności Grupy PGE ze względu na uzależnienie od usług przesyłowych świadczonych przez OSP.

Umowa o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej pomiędzy Emitentem a PSE Operator zawarta w dniu 4 lipca 2006 roku

Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Przedmiotem umowy są usługi przesyłania świadczone przez PSE Operator, obejmujące usługi przesyłania krajowe i międzynarodowe. Usługi przesyłania obejmują prowadzenie dla Emitenta rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej oddanej do i pobranej z Krajowego Systemu Energetycznego w związku z uczestnictwem Emitenta w rynku bilansującym prowadzonym przez PSE Operator. Usługi przesyłania międzynarodowe obejmują wyznaczanie wielkości i udostępnianie zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, rezerwacje zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej oraz jej realizację. PSE Operator ma prawo, bez ponoszenia odpowiedzialności, ograniczyć lub wstrzymać świadczenie usług na skutek okoliczności wskazanych w umowie.

Z tytułu świadczenia usług Emitent jest zobowiązany do wnoszenia opłat według obowiązującej taryfy PSE Operator. Z tytułu niewykonania bądź niewłaściwego wykonania umowy stronom przysługują upusty, bonifikaty i opłaty określone w taryfie. W przypadku wypłaty bonifikaty lub upustu przez PSE Operator PGE nie ma prawa do odszkodowania uzupełniającego za szkody poniesione w związku z okolicznościami, które były podstawą wypłaty bonifikaty bądź upustu. W wypadkach niewykonania bądź niewłaściwego wykonania umowy, innych niż wskazane w taryfie, odpowiedzialność ograniczona jest do rzeczywistych szkód poniesionych przez stronę z wyłączeniem utraconych korzyści. Każdej ze stron przysługuje prawo wypowiedzenia umowy z zachowaniem 3-miesięcznego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na koniec miesiąca, przy czym w przypadkach wskazanych w umowie okres ten może być skrócony do jednego miesiąca. W przypadku zmiany IRiESP przez PSE Operator Emitent ma prawo rozwiązania umowy z zachowaniem 10-dniowego okresu wypowiedzenia ze skutkiem na dzień poprzedzający dzień wejścia w życie zmian IRiESP.

Wartość opisanej umowy nie jest istotna z punktu widzenia Emitenta, jednak umowa ta ma istotne znaczenie dla Emitenta, gdyż umożliwia ona Emitentowi prowadzenie działalności w zakresie obrotu energią elektryczną.

Inne umowy zawierane pomiędzy wytwórcami energii elektrycznej z Grupy PGE a PSE Operator

W związku z umowami o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej wytwórcy energii z Grupy PGE zawierają z PSE Operator porozumienia, na podstawie których świadczą na rzecz PSE Operator regulacyjne usługi systemowe w zakresie operacyjnych rezerw mocy oraz automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej (tzw. porozumienia RUS) oraz umowy na świadczenie usług dyspozycyjności jednostek wytwórczych (tzw. umowy GWS).

Na mocy porozumień RUS wytwórcy zobowiązani są zapewnić stałą zdolność do świadczenia regulacyjnych usług systemowych na jednostkach wytwórczych określonych w poszczególnych umowach oraz świadczyć wyżej wymienione usługi na każde polecenie PSE Operator, zgodnie z potrzebami i warunkami pracy KSE. Na mocy umów GWS wytwórcy świadczą usługi utrzymywania jednostek wytwórczych w dyspozycyjności określonej w umowie. Zarówno porozumienia RUS, jak i umowy GWS zawierane są z reguły na okresy roczne. Prawo rozwiązania umowy GWS przysługuje każdej ze stron za 3-miesięcznym okresem wypowiedzenia, a w przypadku porozumień RUS ich rozwiązanie jest dopuszczalne jedynie przez PSE Operator w przypadku naruszenia interesu publicznego. Ponadto część wytwórców zawiera z PSE Operator umowy o świadczenie usługi – praca interwencyjna, obejmującej dysponowanie oraz wykorzystywanie przez PSE Operator jednostek wytwórczych do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy czynnej i biernej w KSE w celu zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa pracy tego systemu. Umowy te z reguły są zawierane na okresy kilkuletnie, przy czym stronom przysługuje prawo rozwiązania umowy za kilkumiesięcznym okresem wypowiedzenia.

Wszystkie wyżej wymienione umowy zawarte przez poszczególnych wytwórców z PSE Operator ulegają rozwiązaniu wraz z rozwiązaniem umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej, jaką dany wytwórca zawarł z PSE Operator.

4. Umowy dotyczące finansowania PGE i Istotnych Spółek Zależnych

4.1. Program emisji obligacji przez PGE o maksymalnej wartości 2 mld PLN

4.1.1. Opis programu

W dniu 19 maja 2009 roku Emitent zawarł trzy umowy dotyczące programu emisji obligacji („**Program**"): (i) Umowę Zobowiązującą do Nabycia Obligacji („**Umowa Zobowiązująca**"), której stronami oprócz Emitenta są: ING Bank Śląski S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Nordea Bank Polska S.A. i Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. (jako Wiodący Organizatorzy i Gwaranci Programu Emisji Obligacji) oraz ING Bank Śląski S.A. (jako Agent Emisji), (ii) Umowę Agencyjną i Depozytową Dotyczącą Programu Emisji Obligacji, której stronami oprócz Emitenta są: ING Bank Śląski S.A. (jako Agent Emisji, Agent Płatnik i Depozytariusz) oraz Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Nordea Bank Polska S.A. i Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. (jako Agenci, Sub-Agenci Płatnicy i Sub-Depozytariusze), oraz (iii) Umowę Dealerską Dotyczącą Programu Emisji Obligacji, której stronami oprócz Emitenta są: ING Bank Śląski S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Nordea Bank Polska S.A. i Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. (jako Dealerzy).

Program zastąpił poprzedni program emisji obligacji o maksymalnej wartości 6,2 mld PLN wdrożony przez Emitenta na podstawie umów zawartych w dniu 7 grudnia 2007 z ING Bankiem Śląskim S.A. i innymi członkami konsorcjum. Wszystkie obligacje wyemitowane w ramach poprzedniego programu zostały wykupione (obligacje ostatniej serii zostały wykupione w dniu 5 czerwca 2009 roku) i obecnie Emitent nie posiada żadnych zobowiązań z tego tytułu.

Środki uzyskane z emisji pierwszej serii obligacji zostały przeznaczone na wykup wszystkich obligacji wyemitowanych w ramach poprzedniego programu (o którym mowa powyżej). Natomiast środki uzyskane z emisji drugiej i następnych serii Emitent może przeznaczyć na: (i) finansowanie bieżącej działalności Emitenta, (ii) finansowanie wydatków inwestycyjnych i kapitałowych zaplanowanych w okresie obowiązywania Programu, związanych z działalnością Emitenta lub spółek z Grupy PGE, oraz (iii) refinansowanie zadłużenia finansowego Emitenta. Obligacje będą emitowane na podstawie Ustawy o Obligacjach.

Maksymalna kwota Programu wynosi 2 mld PLN. W ramach Programu Emitent może emitować obligacje zerokuponowe, o okresie zapadalności, co do zasady, wynoszącym 1, 3 albo 6 miesięcy, ale nie dłuższym niż 180 dni. Okres zapadalności ostatniej serii obligacji może być określony odmiennie, przy czym nie może przypadać później niż w dniu 15 listopada 2010. Obligacje mają być emitowane w sposób określony w art. 9 ust. 3 Ustawy o Obligacjach. Obligacje nie mają formy dokumentu.

Obligacje objęte są gwarancją emisji, tj. zobowiązaniem gwarantów emisji do nabywania obligacji emitowanych przez Emitenta w ramach Programu, zawartym w Umowie Zobowiązującej. Na dzień Prospektu gwarantami emisji („**Gwaranci**") są: ING Bank Śląski S.A., Societe Generale S.A., BNP Paribas S.A. Oddział w Polsce, Nordea Bank Polska S.A. i Powszechna Kasa Oszczędności Bank Polski S.A. oraz Bank Handlowy w Warszawie S.A. Na dzień Prospektu maksymalna kwota gwarancji emisji wynosi 1,8 mld PLN z podziałem na poszczególnych gwarantów emisji, z tym że po przystąpieniu do Umowy Zobowiązującej dodatkowych gwarantów emisji (zdefiniowanych w Umowie Zobowiązującej) maksymalna łączna kwota gwarancji nie przekroczy 2 mld PLN.

Gwaranci zobowiązani są do nabywania obligacji w okresie od dnia 5 czerwca 2009 roku do dnia 8 listopada 2010 roku. W okresie zobowiązania do nabywania obligacji każdy z Gwarantów zobowiązany jest nabywać obligacje wyemitowane w ramach danej serii w liczbie odpowiadającej procentowemu udziałowi tego Gwaranta w maksymalnej kwocie gwarancji emisji i do wysokości niewykorzystanego limitu maksymalnej kwoty gwarancji emisji przypadającego na danego Gwaranta. Zobowiązania poszczególnych Gwarantów są rozdzielne (nie są solidarne). Gwaranci mogą wykonać swoje zobowiązania również przez spowodowanie, że inny podmiot, za pośrednictwem dealera, nabędzie obligacje.

Co do zasady obligacje posiadają rentowność gwarantowaną, określoną jako stopa referencyjna powiększona o marżę gwarantowaną. Stopa referencyjna oznacza odpowiedni WIBOR dla depozytów o okresie odpowiadającym danemu okresowi zapadalności obligacji (odmienne zasady ustalania rentowności mają zastosowanie dla obligacji ostatniej serii i obligacji emitowanych w celu tzw. rolowania obligacji poprzednich serii). Umowa Zobowiązująca ponadto określa zasady ustalania ceny emisyjnej dla obligacji, po jakiej Gwaranci są zobowiązani nabywać obligacje.

Emitent był zobowiązany dodatkowo zapłacić prowizję organizacyjną oraz prowizję za gotowość na rzecz każdego Gwaranta, a także zapłacić na żądanie równowartość opłat zapłaconych w związku z posiadaniem obligacji do Bankowego Funduszu Gwarancyjnego.

W przypadku wystąpienia i trwania przypadku naruszenia (zdefiniowanego w Umowie Zobowiązującej), Gwaranci i podmioty uprawnione (tzn. Gwaranci, którzy nie posiadają już zobowiązań gwarancyjnych z Umowy Zobowiązującej, ale posiadają obligacje, które nabyli w wykonaniu zobowiązań gwarancyjnych z tej umowy, dalej określani jako „**Podmioty Uprawnione**") mają prawo żądać odkupu obligacji przez Emitenta. W takim przypadku Emitent jest zobowiązany do zapłaty ceny odkupu w terminie dwóch dni roboczych od dnia otrzymania takiego żądania.

Zgodnie z warunkami emisji obligacje są niezabezpieczone. Natomiast zgodnie z Umową Zobowiązującą, w związku z zawartym w niej zobowiązaniem Gwarantów do nabywania obligacji, Emitent złożył na rzecz Gwarantów dodatkowe oświadczenia o poddaniu się egzekucji na podstawie odpowiednich przepisów KPC. Ponadto w Umowie Zobowiązującej przewidziano, że podmioty z Grupy PGE, w wypadkach przewidzianych w Umowie Zobowiązującej, zaciągną dodatkowe zobowiązanie na podstawie art. 391 KC odnośnie wykonania przez Emitenta zobowiązań z obligacji, których posiadaczami są Gwaranci lub Podmioty Uprawnione. Informacje o zobowiązaniach gwarancyjnych zaciągnięte przez podmioty z Grupy PGE na podstawie umów gwarancyjnych zawartych z ING Bank Śląski S.A. jest przedstawiona w tabeli poniżej (według stanu na dzień Prospektu).

Tabela 6: Informacje o zobowiązaniach gwarancyjnych zaciągnięte przez podmioty z Grupy PGE na podstawie umów gwarancyjnych zawartych z ING Bank Śląski S.A.

Gwaranci za PGE	Data zawarcia umowy gwarancyjnej	Maksymalna wartość zobowiązania gwarancyjnego. (mln PLN)
Elektrownia Turów	19.05.2009	2.208
ZEDO	19.05.2009	936
EC Lublin-Wrotków	6.07.2009	74
KWB Bełchatów	4.09.2009	408

Informacja o wyżej wymienionych umowach gwarancyjnych jest zamieszczona w punkcie 4.1.2. poniżej.

Umowy dotyczące emisji obligacji (i warunki emisji obligacji) zawierają ponadto standardowe klauzule, takie jak: oświadczenia i zapewnienia Emitenta, zobowiązania Emitenta do dostarczania wskazanych informacji, zobowiązanie Emitenta do określonych działań (m.in. prowadzenie działalności zgodnie z prawem, utrzymanie w mocy zezwoleń i zgód wymaganych do prowadzenia działalności), powstrzymania się od określonych działań (m.in. zaciąganie określonych zobowiązań, zwłaszcza finansowych, ustanawianie nowych zabezpieczeń) oraz zobowiązanie do utrzymywania określonych wskaźników finansowych (wskaźnik zadłużenia finansowego netto do EBITDA na poziomie niższym niż 2,5 oraz wskaźnik zadłużenia finansowego netto do łącznej kwoty aktywów w skonsolidowanym bilansie na poziomie niższym niż 0,3).

Na dzień 30 czerwca 2009 roku łączna wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach Programu wyniosła 900 mln PLN (wszystkie obligacje były obligacjami zerokuponowymi). Na dzień 31 sierpnia 2009 roku wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach Programu i objętych przez Gwarantów wyniosła 800 mln PLN (wszystkie obligacje były obligacjami zerokuponowymi). Program emisji obligacji, obok innych środków dostępnych Spółce, współfinansuje m.in. program inwestycyjny Emitenta opisany w punkcie 3.6. w Rozdziale XIII Prospektu.

4.1.2. *Umowy gwarancyjne zawarte w związku z Programem przez niektóre Istotne Spółki Zależne*

Zgodnie z Umową Zobowiązującą (opisaną w punkcie 4.1.1. powyżej), Gwaranci zobowiązali się do nabywania od PGE obligacji wyemitowanych w ramach Programu, pod warunkiem, że wskazane kluczowe podmioty z Grupy PGE zaciągną dodatkowe zobowiązanie na podstawie art. 391 KC odnośnie wykonania przez PGE określonych zobowiązań w odniesieniu do obligacji, których posiadaczami są Gwaranci lub Podmioty Uprawnione (jak zdefiniowano w punkcie 4.1.1. powyżej). Do dnia Prospektu takie zobowiązanie poprzez zawarcie z ING Bank Śląski S.A., działającym jako agent („**Agent**") umowy gwarancyjnej („**Umowa Gwarancyjna**") zaciągnęły Elektrownia Turów, ZEDO, EC Lublin-Wrotków oraz KWB Bełchatów (łącznie „**Gwaranci za PGE**"). Informacja o Umowach Gwarancyjnych jest zamieszczona w Tabeli 6 w punkcie 4.1.1. powyżej.

Zobowiązania zaciągnięte przez Gwarantów za PGE obejmują gwarancję wykonania przez PGE: (i) zobowiązania do wykupu lub wcześniejszego wykupu obligacji będących w posiadaniu Gwarantów lub Podmiotów Uprawnionych zgodnie z warunkami emisji obligacji („**Gwarancja Płatności**") oraz (ii) zobowiązania do odkupu takich obligacji zgodnie z Umową Zobowiązującą („**Gwarancja Odkupu**").

Gwarant za PGE zobowiązany jest wykonać zobowiązanie z tytułu Gwarancji Płatności w przypadku, jeśli PGE nie wykupi obligacji w dniu wykupu lub w dniu wcześniejszego wykupu zgodnie z warunkami emisji obligacji. W takim przypadku Gwarant za PGE będzie zobowiązany do naprawienia w terminie 7 dni od powiadomienia szkody poniesionej z tego tytułu przez Gwaranta lub Podmiot Uprawniony. Wysokość szkody jest równa kwocie wykupu lub kwocie wcześniejszego wykupu obligacji.

W ramach Gwarancji Odkupu każdy z Gwarantów za PGE gwarantuje odkupienie przez Emitenta od Gwarantów i Podmiotów Uprawnionych, na ich żądanie, wszystkich obligacji, które pozostają do wykupu i których posiadaczami są te podmioty. Żądanie odkupu może być zgłoszone Emitentowi w razie wystąpienia przypadku naruszenia (zdefiniowanego w Umowie Zobowiązującej). Jeśli w terminie określonym w Umowie

Zobowiązującej Emitent nie przekaże na rzecz Gwarantów lub Podmiotów Uprawnionych ceny odkupu, wówczas Gwarant za PGE zobowiązany jest naprawić w terminie 7 dni od powiadomienia szkodę poniesioną przez Gwaranta lub Podmiot Uprawniony z tego tytułu. Wysokość szkody jest równa cenie odkupu obligacji, za które te podmioty nie otrzymały zapłaty.

Umowy Gwarancyjne wygasają we wcześniejszym z dni: (i) spełnienia przez Emitenta świadczenia z obligacji, (ii) spełnienia przez Gwaranta za Emitenta świadczenia z obligacji w wysokości równej maksymalnej kwocie gwarancji albo (iii) 31 grudnia 2013 roku (o ile przedtem nie zostały zgłoszone roszczenia do Gwaranta za PGE wynikające z gwarancji).

4.2. Program emisji obligacji przez PGE o maksymalnej wartości 5 mld PLN kierowanych do spółek z Grupy PGE

W dniu 11 maja 2009 roku Emitent zawarł Umowę Agencyjną z ING Bankiem Śląskim S.A. (jako Agentem ds. Emisji i Płatności) dotyczącą ustanowienia programu emisji obligacji kierowanych do spółek z Grupy PGE („**Program dla Grupy**"). Maksymalna kwota Programu dla Grupy wynosi 5 mld PLN. W ramach Programu dla Grupy Emitent może emitować obligacje kuponowe lub zerokuponowe. Obligacje zerokuponowe mogą być emitowane z okresem zapadalności nie krótszym niż 14 dni i nie dłuższym niż 6 miesięcy, a obligacje kuponowe z okresem zapadalności nie krótszym niż 12 miesięcy i nie dłuższym niż 3 lata. Obligacje mają być emitowane w sposób określony w art. 9 ust. 3 Ustawy o Obligacjach. Obligacje nie mają formy dokumentu i są niezabezpieczone.

Intencją Emitenta jest skierowanie oferty nabycia obligacji wyemitowanych w ramach Programu do ograniczonego grona inwestorów składającego się z podmiotów, w stosunku do których Emitent jest podmiotem dominującym bezpośrednio lub pośrednio w rozumieniu KSH.

Emitent wniósł na rzecz ING Banku Śląskiego S.A. opłatę za zorganizowanie Programu dla Grupy oraz wnosi miesięczne opłaty za jego obsługę.

Umowa Agencyjna ponadto zawiera standardowe klauzule, w tym m.in. zobowiązania Emitenta do powstrzymania się od określonych działań. Umowa Agencyjna, w braku innych uzgodnień między stronami lub odmiennych postanowień zawartych w umowie, ulegnie rozwiązaniu w dniu 11 maja 2012 roku.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku łączna wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach Programu dla Grupy wyniosła 1.659 mln PLN. Wszystkie obligacje były obligacjami zerokuponowymi i zostały objęte przez spółki z Grupy PGE. Na dzień 31 sierpnia oraz na dzień 25 września 2009 roku łączna wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach Programu dla Grupy wyniosła odpowiednio 1.969,8 mln PLN oraz 1.798,8 mln PLN. Wszystkie obligacje były obligacjami zerokuponowymi, o okresach zapadalności wynoszących 1, 3 lub 6 miesięcy i zostały objęte przez spółki z Grupy PGE.

4.3. Promesa dotycząca zapewnienia finansowania nowej inwestycji Elektrowni Opole o wartości 3,158 mld EUR udzielona przez PGE w dniu 29 lipca 2009 roku

W związku z planowaną inwestycją strategiczną w Grupie PGE obejmującą budowę bloków 5 i 6 w Elektrowni Opole (porównaj opis inwestycji zawarty w punkcie 3.6 w Rozdziale XIII) w dniu 29 lipca 2009 roku Emitent zobowiązał się (w formie promesy) wobec Elektrowni Opole do zapewnienia finansowania tej inwestycji o szacunkowej wartości 3,158 mld EUR. Do dnia Prospektu Emitent nie podjął decyzji w sprawie formy, w jakiej zostanie zapewnione finansowanie przedmiotowej inwestycji. W ocenie Emitenta zastosowana zostanie forma finansowania, która uznana zostanie za najbardziej optymalną w świetle wszystkich okoliczności i właściwych wymogów prawa. Zobowiązanie to zostało udzielone na potrzeby postępowania przetargowego na wybór wykonawcy inwestycji. Inwestycja jest obecnie we wstępnej fazie (wybór wykonawcy).

4.4. Umowy zawarte przez Elektrownię Bełchatów

Umowy dotyczące finansowania budowy bloku 858 MW, linii przesyłowej i projektów związanych pomiędzy Elektrownią Bełchatów a bankami i innymi instytucjami finansowymi zawarte w dniu 10 sierpnia 2006 roku oraz umowy związane z tym finansowaniem

W dniu 10 sierpnia 2006 roku Elektrownia Bełchatów zawarła następujące umowy: (i) z Citibank International PLC, Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Bankiem Śląskim S.A., Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („**EBOiR**") (jako Głównymi Organizatorami) oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako Globalnym Agentem Kredytu i Agentem ds. Zabezpieczenia – umowę w sprawie ogólnych warunków dotyczących finansowania projektu, która następnie została zmieniona na podstawie listu Banku Handlowego w Warszawie S.A., jako Globalnego Agenta Kredytu, z dnia 18 lipca 2008 roku skierowanego do Elektrowni Bełchatów, ze skutkiem od 1 września 2008 roku; (ii) z EBOiR, Citibank N.A., ING Bank N.V. oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., jako Kredytodawcami oraz EBOiR jako agentem Kredytodawców Kredytów EBOiR, oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako Agentem Kredytu – umowę kredytów dotyczącą kredytu terminowego, dwóch kredytów udzielonych przez EBOiR oraz kredytu rezerwowego; (iii) z Citibank N.A., ING Bank N.V. oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako Kredytodawcami oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako Agentem Kredytu – umowę kredytu gwarancyjnego; (iv) z Nordyckim Bankiem Inwestycyjnym (Nordic Investment Bank („**NIB**")), Citibank International PLC, Citibank N.A., Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Bankiem Śląskim S.A. oraz EBOiR jako pierwotnymi stronami finansowania oraz z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. jako Globalnym Agentem Kredytu, Agentem Kredytu Terminowego i Rezerwowego, Agentem Kredytu Gwarancyjnego oraz Agentem ds. Zabezpieczenia – porozumienie wierzycieli. Od daty zawarcia powyższych umów kredytodawcy wielokrotnie przenosili swoje udziały w udzielonym finansowaniu (na dzień 31 stycznia 2007 roku lista kredytodawców obejmowała 13 banków). Ponadto w dniu 22 września 2006 roku, w ramach umowy kredytu gwarancyjnego (porównaj opis w podpunkcie (iii) powyżej), została zawarta umowa gwarancji i rekompensaty (wystawiona gwarancja) pomiędzy Europejskim Bankiem Inwestycyjnym („**EBI**") a ING Bank N.V., Citibank N.A. oraz Bankiem Handlowym w Warszawie S.A., na podstawie której kredytodawcy

kredytu gwarancyjnego gwarantują spłatę kredytu udzielonego przez EBI zgodnie z umową finansową z dnia 16 czerwca 2005 roku oraz aneksami z dnia 9 sierpnia 2006 roku i 31 sierpnia 2006 roku do łącznej kwoty kapitału w wysokości 220 mln EUR. Równocześnie dnia 10 sierpnia 2006 roku została zawarta umowa zmieniająca do umowy kredytowej pomiędzy Elektrownią Bełchatów a Nordic Investment Bank na kwotę 150 mln EUR. Umowy te podlegają prawu angielskiemu.

Na podstawie powyższych umów Elektrownia Bełchatów uzyskała finansowanie, na które składają się: 16-letni kredyt EBOiR na kwotę 96.682.500 PLN („**Szesnastoletni Kredyt**"), 12-letni kredyt EBOiR na kwotę 386.730.000 PLN („**Dwunastoletni Kredyt**"), kredyt terminowy na kwotę 966.825.000 PLN („**Kredyt Terminowy**"), kredyt rezerwowy na kwotę 348.057.000 PLN („**Kredyt Rezerwowy**"), kredyt EBI na kwotę 220.000.000 EUR („**Kredyt EBI**"), kredyt NIB na kwotę 150.000.000 EUR („**Kredyt NIB**") oraz kredyt gwarancyjny na kwotę 1.020.967.200 PLN („**Kredyt Gwarancyjny**"), którego celem jest gwarantowanie zobowiązań Elektrowni Bełchatów z tytułu Kredytu EBI.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku stan zobowiązań Elektrowni Bełchatów wycenianych według zamortyzowanego kosztu z uwzględnieniem efektywnej stopy procentowej z tytułu powyższych umów wynosi: (i) dla Szesnastoletniego Kredytu 73.121.125,08 PLN; (ii) dla Dwunastoletniego Kredytu 291.057.190,42 PLN; (iii) dla Kredytu Terminowego 753.018.076,26 PLN; (iv) dla Kredytu Rezerwowego 0,00 PLN; (v) dla Kredytu EBI 515.214.895,36 PLN; (vi) dla Kredytu NIB 94.631.513,16 EUR; (vii) natomiast w ramach Kredytu Gwarancyjnego została wystawiona gwarancja na łączną kwotę 1.020.967.200,00 PLN. Na dzień 31 sierpnia 2009 roku stan zobowiązań Elektrowni Bełchatów z tytułu powyższych umów wynosił: (i) dla Szesnastoletniego Kredytu 73.269.063,14 PLN; (ii) dla Dwunastoletniego Kredytu 291.643.235,92 PLN; (iii) dla Kredytu Terminowego 755.324.794,30 PLN; (iv) dla Kredytu Rezerwowego 0,00 PLN; (v) dla Kredytu EBI 519.849.871,71 PLN; (vi) dla Kredytu NIB 389 257.320,53 PLN; (vii) natomiast w ramach Kredytu Gwarancyjnego została wystawiona gwarancja na łączna kwotę 1.020.967.200,00 PLN. Na dzień Prospektu opisany powyżej stan zobowiązań nie uległ istotnym zmianom.

Kredyty związane są z finansowaniem nowego bloku energetycznego opalanego węglem brunatnym o mocy 858 MW, linii przesyłowej i projektów związanych (informacja o umowie dotyczącej tej inwestycji jest zamieszczona w punkcie 5 poniżej).

Oprocentowanie kredytów ustalane jest dla danego okresu odsetkowego w oparciu o stawkę WIBOR lub EURIBOR powiększoną o koszty obowiązkowe oraz obowiązującą marżę banku. Zgodnie z odpowiednimi umowami spłata Kredytu Terminowego ma nastąpić do dnia 10 sierpnia 2016 roku, spłata Dwunastoletniego Kredytu ma nastąpić do dnia 10 sierpnia 2018 roku, spłata Szesnastoletniego Kredytu ma nastąpić do dnia 10 sierpnia 2022 roku, spłata Kredytu Rezerwowego ma nastąpić do dnia 10 sierpnia 2014 roku, spłata Kredytu EBI ma nastąpić do dnia 15 czerwca 2025 roku, spłata Kredytu NIB ma nastąpić do dnia 20 czerwca 2025 roku, zaś wygaśnięcie zobowiązań z tytułu Kredytu Gwarancyjnego nastąpi dnia 10 sierpnia 2012 roku. Na podstawie powyższych umów Elektrownia Bełchatów zobowiązana jest realizować (i zapewnić, że Emitent dołoży wszelkich racjonalnych starań, aby realizować) pod każdym istotnym względem uzgodnioną z bankami finansującymi strategię obrotu energią elektryczną w związku ze sprzedażą energii elektrycznej wyprodukowanej przez Elektrownię Bełchatów, zdolnościami wytwórczymi Elektrowni Bełchatów lub uprawnieniami do emisji CO_2 przyznanymi lub dostępnymi dla Elektrowni Bełchatów, a także zobowiązana jest nie zawierać z PGE GiE ani Emitentem żadnej umowy ani porozumienia w sprawie sprzedaży energii elektrycznej, zdolności wytwórczych lub uprawnień do emisji CO_2, jeżeli: (i) taka umowa miałaby być pod jakimkolwiek istotnym względem niezgodna ze strategią obrotu energią elektryczną; lub (ii) cena miałaby się istotnie różnić od ceny racjonalnie możliwej do uzyskania na rynku.

W celu zabezpieczenia spłaty kredytów pomiędzy Elektrownią Bełchatów a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. zawarte zostały: (i) w dniu 10 sierpnia 2006 roku umowa zastawu rejestrowego na zbiorze rzeczy i praw wraz z umową rewaloryzacji i dochodzenia zaspokojenia (obie opisane poniżej) oraz (ii) w dniu 23 sierpnia 2006 roku umowa przelewu na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczenia, umów hedgingowych i umów projektu. Na podstawie umowy przelewu Elektrownia Bełchatów przelała na rzecz banku prawa i wierzytelności z szeregu umów, w tym m.in. z umowy dotyczącej wybudowania bloku energetycznego, na finansowanie którego są przeznaczone kredyty opisane w niniejszym punkcie, umów dostaw węgla, umowy sprzedaży energii elektrycznej oraz umów ubezpieczenia (część z tych umów jest opisana w niniejszym Rozdziale Prospektu jako umowy istotne). W umowie tej Elektrownia Bełchatów zobowiązała się także do przelania na bank wierzytelności z określonych przyszłych umów. Ponadto zobowiązanie związane z kredytami opisanymi powyżej zabezpieczone jest hipoteką kaucyjną do wysokości 5.099.035.050 PLN na prawie użytkowania wieczystego nieruchomości, na której realizowany jest projekt inwestycyjny (informacja na ten temat zawarta jest w punkcie 15.2.2. w Rozdziale XIII Prospektu), przelewem gwarancji zabezpieczających zobowiązania generalnego wykonawcy inwestycji finansowanej z kredytów opisanych w niniejszym punkcie, oświadczeniem o dobrowolnym poddaniu się egzekucji przez Elektrownię Bełchatów oraz umową bezpośrednią z generalnym wykonawcą inwestycji.

Niezależnie od zabezpieczeń ustanowionych przez Elektrownię Bełchatów, pierwotnie spółka PGE GiE, a następnie Emitent zaciągnęli (jako konsekwencję wyrażenia zgody przez banki finansujące na zawarcie umowy przeniesienia praw i obowiązków pomiędzy PGE GiE a Emitentem, opisanej w punkcie 6.3. poniżej), każdy w imieniu własnym, w formie listu skierowanego do Banku Handlowego w Warszawie S.A. oraz innych banków, zobowiązanie związane z udzielanymi kredytami (informacja na ten temat jest zamieszczona w punkcie 4.5. poniżej).

Naruszenie warunków umów finansowania

W dniu 5 września 2008 roku Elektrownia Bełchatów, PGE GiE oraz Emitent otrzymały od Banku Handlowego w Warszawie S.A. działającego jako Globalny Agent Kredytu zawiadomienie o zarzucanym naruszeniu warunków umów finansowania opisanych powyżej. Zarzut naruszenia dotyczy m.in. niewykonywania przez Emitenta oraz PGE GiE zobowiązania do zapewnienia, iż umowy pomiędzy Elektrownią Bełchatów a podmiotami powiązanymi Emitenta będą zawierane na warunkach rynkowych oraz zobowiązania do podejmowania racjonalnych starań w celu maksymalizacji przychodów brutto należnych Elektrowni Bełchatów z tytułu Umowy ramowej dla umów sprzedaży energii elektrycznej oraz dotyczącej utrzymywania zdolności wytwórczych netto bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów z dnia 5 września 2005 roku (opisanej w punkcie 2.2. powyżej i określanej jako „**Umowa Ramowa**"). Zobowiązania takie zawarte są w listach opisanych w punkcie 4.5. poniżej.

W zawiadomieniu zarzuca się Elektrowni Bełchatów niewykonanie zobowiązania do realizowania uzgodnionej z bankami finansującymi strategii obrotu energią elektryczną (zobowiązanie to jest określone w umowie w sprawie ogólnych warunków finansowania projektu) oraz stwierdza się niewykonanie przez PGE GiE pewnych zobowiązań wynikających z Umowy Ramowej. W okresie, w którym występuje którykolwiek z opisanych powyżej przypadków naruszeń umów dotyczących finansowania, kredytodawcy nie są zobowiązani do udostępniania jakiegokolwiek finansowania zgodnie z umowami opisanymi w niniejszym punkcie. Ponadto nieusunięcie przypadków naruszenia w terminach określonych w umowach dotyczących finansowania może skutkować m.in. postawieniem kredytów w stan natychmiastowej wymagalności.

Po otrzymaniu pisma z dnia 5 września 2008 roku Elektrownia Bełchatów, z pomocą PGE GiE oraz Emitenta, podjęła działania zmierzające do zniesienia (naprawienia) przypadków naruszenia. W dniu 14 listopada 2008 roku, za zgodą banków finansujących, został podpisany Aneks Nr 1 do Umowy Ramowej, na podstawie którego Elektrownia Bełchatów otrzymała od Emitenta za sprzedaż energii elektrycznej w roku 2008 dodatkowe środki. Zgodnie ze stanowiskiem banków finansujących zgoda na podpisanie Aneksu Nr 1 nie stanowi potwierdzenia braku naruszeń warunków umowy w zakresie dokumentacji finansowej ani akceptacji przez banki finansujące przedstawionych propozycji ustalania formy oraz wielkości odszkodowania przysługującego elektrowni z tytułu niezrealizowanych zysków w roku 2008. Jednocześnie banki finansujące potwierdziły, iż mogą być usatysfakcjonowane propozycją zawartą w Aneksie Nr 1 pod warunkiem, że będzie ona częścią dodatkowego pakietu określonego przez banki. W toku dalszych uzgodnień banki przedstawiły dodatkowe warunki zakończenia postępowania związanego z wyjaśnieniem naruszeń umów finansowania. Zdaniem Elektrownia Bełchatów wypełniła ona wszystkie warunki stawiane przez banki finansujące. Globalny Agent Kredytu działający w imieniu banków finansujących potwierdził, że kredytodawcy wyrazili zgodę na zniesienie tzw. przypadków naruszenia pod warunkiem podpisania zmian do dokumentacji finansowania o satysfakcjonującej kredytodawców treści i zapłaty przez Elektrownię Bełchatów opłaty za zniesienie naruszenia w uzgodnionej wysokości.

Od początku 2009 roku strony prowadzą rozmowy w celu uzgodnienia zakresu zmian do dokumentacji finansowania, w tym m.in. do Umowy Ramowej oraz strategii obrotu energią elektryczną wytwarzaną przez Elektrownię Bełchatów w celu doprowadzenia od zniesienia przypadków naruszenia. W dniu 5 czerwca 2009 roku Globalny Agent Kredytu powiadomił Elektrownię Bełchatów, że kredytodawcy kredytu gwarancyjnego nie wyrazili zgody na złożenie przez Elektrownię Bełchatów wniosku do EBI o wypłatę transzy kredytu w wysokości 250 mln PLN. Ostatnią propozycję zmian do dokumentacji finansowania Globalny Agent Kredytu przekazał Elektrowni Bełchatów w dniu 11 sierpnia 2009 roku. Zgodnie ze stanowiskiem przekazanym przez Globalnego Agenta Kredytu zniesienie istniejących przypadków naruszenia może nastąpić pod warunkiem podpisania zmian do dokumentacji finansowania w formie satysfakcjonującej dla kredytodawców, podniesienia marż i prowizji z tytułu finansowania oraz zapłacenia podwyższonej opłaty za zniesienie przypadku naruszenia (tzw. *waiver fee*).

Ponadto do czasu zniesienia przypadków naruszenia Elektrownia Bełchatów nie jest uprawniona do wypłaty kwot finansowania udzielonego przez banki finansujące, jak również nie jest uprawniona do wypłaty dywidend ani żadnych innych płatności na rzecz jej akcjonariuszy. Czynnik ryzyka związany z naruszeniem umów dotyczących finansowania jest przedstawiony w punkcie 1.3.7. w Rozdziale II Prospektu.

Umowa zastawu rejestrowego na zbiorze rzeczy i praw wraz z umową rewaloryzacji i dochodzenia zaspokojenia pomiędzy Elektrownią Bełchatów a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. zawarte w dniu 10 sierpnia 2006 roku

W celu zabezpieczenia roszczeń kredytodawców z umów opisanych w punkcie powyżej w dniu 10 sierpnia 2006 roku Elektrownia Bełchatów zawarła z Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. umowę zastawu rejestrowego na zbiorze rzeczy ruchomych i praw majątkowych stanowiącym zorganizowaną część przedsiębiorstwa (włączając przyszłe elementy tego zbioru), obejmującym blok energetyczny o mocy 858 MW opalany węglem brunatnym oraz całość sprzętu, wszystkie maszyny i urządzenia związane z tym blokiem, w tym linię przyłączeniową pomiędzy tym blokiem a Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Zastaw rejestrowy zabezpiecza dług równoległy wynikający z porozumienia wierzycieli, obejmujący kredyty udzielone na podstawie umów opisanych w punkcie powyżej do maksymalnej kwoty zabezpieczenia w wysokości 5.099.035.050 PLN. Zastaw pozostaje w mocy do całkowitej spłaty zabezpieczonych wierzytelności.

Umowa przewiduje zaspokojenie wierzycieli m.in. poprzez przejęcie przedmiotu zastawu. W razie przejęcia przedmiotu zastawu przejmowany on jest za 1 PLN, przy czym strony zobowiązały się do zmiany tej wartości na podstawie umowy rewaloryzacji oraz dochodzenia zaspokojenia, zawartej pomiędzy Elektrownią Bełchatów a Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. w związku z umową zastawu („**Umowa Rewaloryzacji**"). Zgodnie z Umową Rewaloryzacji wartość przedmiotu zastawu jest ustalana przez rzeczoznawcę. Wycena rzeczoznawcy jest wiążąca dla wierzycieli jedynie wówczas, jeśli wierzyciele uzyskają wiążącą ofertę nabycia przedmiotu zastawu za kwotę nie niższą niż wynikającą z wyceny, w terminie jednego miesiąca od rozpoczęcia zbierania ofert. W przypadku, jeśli w terminie jednego miesiąca nie wpłynie żadna taka oferta, zastawnik dołoży należytej staranności w celu uzyskania ofert nabycia po cenie racjonalnie dostępnej. Jeżeli w ciągu dwóch miesięcy od otrzymania wyceny przedmiotu zastawu zastawnik nie otrzyma żadnej oferty, którą uznałby za odpowiednią, może on podjąć dalsze czynności w celu zaspokojenia wierzytelności z przedmiotu zastawu (w tym, jako jedno z możliwych rozwiązań, poprzez przejęcie przedmiotu zastawu na własność za 1 PLN) (informacja o czynniku ryzyka z tym związanym jest zamieszczona w punkcie 1.3.30. w Rozdziale II Prospektu).

4.5. Umowy pomiędzy PGE GiE a Emitentem oraz zobowiązania PGE GiE, KWB Bełchatów i Emitenta związane z kredytami udzielonymi Elektrowni Bełchatów

Umowa przeniesienia praw i obowiązków pomiędzy PGE GiE a Emitentem zawarta w dniu 1 września 2008 roku

W dniu 1 września 2008 roku Emitent zawarł z PGE GiE, za zgodą Elektrowni Bełchatów, umowę przeniesienia praw i obowiązków, na podstawie której PGE GiE przeniósł na Emitenta swoje prawa i obowiązki z tytułu: (i) umowy ramowej dla umów sprzedaży energii elektrycznej oraz dotyczącej utrzymywania zdolności wytwórczych netto bloków 1-12 Elektrowni Bełchatów z dnia 5 września 2005 roku (opisanej w punkcie 2.2. powyżej); (ii) umowy o świadczenie usług operatora handlowo-technicznego przez PGE GiE na rzecz Elektrowni Bełchatów z dnia 8 sierpnia

2006 roku (umowa ta nie została opisana w Prospekcie) oraz (iii) umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych w wykonaniu umowy ramowej.

Ze względu na fakt, iż prawa, wierzytelności i uprawnienia kształtujące Elektrowni Bełchatów z umów, o których mowa powyżej, są przedmiotem umowy przelewu na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczenia, umów hedgingowych i umów projektu (opisanej w punkcie 4.4. powyżej), przeniesienie praw i obowiązków PGE GiE z tych umów na Emitenta wymagało zgody stron finansujących.

Zgoda taka została udzielona dnia 18 lipca 2008 roku przez Bank Handlowy w Warszawie S.A. jako Globalnego Agenta Kredytu i Agenta ds. Zabezpieczenia działającego w imieniu stron finansujących, z zastrzeżeniem spełnienia warunków w niej określonych, w tym między innymi: (i) podpisania przez Emitenta i PGE GiE listu zobowiązującego dotyczącego finansowania wobec Citibank International PLC, Banku Handlowego w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Banku Śląskiego S.A. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju jako Głównych Organizatorów Finansowania, a także na rzecz pozostałych stron finansowania, (ii) podpisania pisma wyrażającego tę zgodę przez Emitenta i PGE GiE skutkującego zmianami warunków umowy w sprawie ogólnych warunków dotyczących finansowania projektu z dnia 10 sierpnia 2006 roku, (iii) potwierdzenia warunków strategii obrotu energią elektryczną PGE w odniesieniu do energii wytwarzanej przez Elektrownię Bełchatów, stanowiącej załącznik do tej zgody i powstrzymywania się od wprowadzania zmian do tej strategii bez zgody Globalnego Agenta Kredytu. Równocześnie uzyskano zgody Nordyckiego Banku Inwestycyjnego i Europejskiego Banku Inwestycyjnego na powyższe działania.

List dotyczący finansowania wystawiony przez PGE GiE na rzecz Citibank International PLC, Banku Handlowego w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Banku Śląskiego S.A. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju w dniu 10 sierpnia 2006 roku

Jednostronnym oświadczeniem woli w formie listu PGE GiE zaciągnął wobec Citibank International PLC, Banku Handlowego w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Banku Śląskiego S.A. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju zobowiązanie własne, o charakterze niepieniężnym, związane z udzieleniem przez konsorcjum banków na rzecz Elektrowni Bełchatów kredytów opisanych w punkcie 4.4. powyżej. Zobowiązanie to zostało w części zmienione listem Emitenta (opisanym poniżej). Na podstawie listu PGE GiE zobowiązał się, w okresie, w jakim pozostają niespłacone jakiekolwiek kwoty z tytułu opisanych kredytów, m.in. do niezawierania z Elektrownią Bełchatów umów na warunkach odbiegających od warunków rynkowych. Ponadto w okresie, w którym PGE GiE będzie sprawował kontrolę nad KWB Bełchatów, PGE GiE zobowiązał się do zapewnienia, że KWB Bełchatów ograniczy, do określonego pułapu, wzrost czynnika kosztowego stanowiącego jeden z elementów formuły kształtowania ceny węgla brunatnego zawartej w porozumieniu długoterminowym wiążącym KWB Bełchatów i Elektrownię Bełchatów (opis porozumienia zamieszczono w punkcie 1.2. powyżej). List nie zawiera gwarancji ani poręczenia przez PGE GiE spłaty kredytów zaciągniętych przez Elektrownię Bełchatów (opisanych w punkcie 4.4. powyżej). List podlega prawu angielskiemu.

List dotyczący finansowania wystawiony przez Emitenta na rzecz Citibank International PLC, Banku Handlowego w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Banku Śląskiego S.A. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju jako Głównych Organizatorów Finansowania, a także na rzecz pozostałych stron finansowania oraz Elektrowni Bełchatów w dniu 1 września 2008 roku

Jednostronnym oświadczeniem woli w formie listu z dnia 1 września 2008 roku Emitent zaciągnął wobec Citibank International PLC, Banku Handlowego w Warszawie S.A., ING Bank N.V., ING Banku Śląskiego S.A. oraz Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju jako Głównych Organizatorów Finansowania, a także na rzecz pozostałych stron finansowania oraz Elektrowni Bełchatów, zobowiązanie własne o charakterze niepieniężnym, związane z udzieleniem przez konsorcjum banków na rzecz Elektrowni Bełchatów kredytów opisanych w punkcie 4.4. powyżej. Na podstawie tego listu Emitent zobowiązał się, w okresie, w jakim pozostają niespłacone jakiekolwiek kwoty z tytułu tych kredytów, m.in. do podejmowania racjonalnych starań w celu maksymalizacji przychodów brutto należnych Elektrowni Bełchatów z tytułu umowy ramowej dla umów sprzedaży energii elektrycznej z Emitentem (opis umowy ramowej zamieszczono w punkcie 2.2. powyżej) oraz do niezawierania z Elektrownią Bełchatów umów na warunkach odbiegających od warunków rynkowych oraz spowodowania, że umowy takie nie będą zawierane z Elektrownią Bełchatów przez żaden z podmiotów powiązanych z Emitentem. Ponadto w okresie, w którym PGE GiE będzie sprawował kontrolę nad KWB Bełchatów, Emitent zobowiązał się do zapewnienia, że KWB Bełchatów ograniczy, do określonego pułapu wzrost czynnika kosztowego stanowiącego jeden z elementów formuły kształtowania ceny węgla brunatnego, zawartej w porozumieniu długoterminowym wiążącym KWB Bełchatów i Elektrownię Bełchatów (opis porozumienia zamieszczono w punkcie 1.2. powyżej). List nie zawiera gwarancji ani poręczenia przez Emitenta spłaty kredytów zaciągniętych przez Elektrownię Bełchatów (opisanych w punkcie 4.4. powyżej). List podlega prawu angielskiemu.

Porozumienia zawarte w związku z umową przeniesienia praw i obowiązków oraz listami dotyczącymi finansowania

W związku z podpisaniem umowy oraz listów, o których mowa powyżej w niniejszym punkcie, zostały podpisane dwa porozumienia z udziałem PGE GiE.

W dniu 26 lutego 2009 roku pomiędzy PGE GiE, KWB Bełchatów oraz Elektrownią Bełchatów zawarte zostało porozumienie, w którym KWB Bełchatów zobowiązała się dołożyć wszelkich starań, a PGE GiE przyjęła, iż w okresie, w którym PGE GiE będzie pośrednio lub bezpośrednio sprawować kontrolę nad KWB Bełchatów, KWB Bełchatów będzie prowadzić działalność w określony sposób i tak, aby czynnik kosztowy stanowiący jeden z elementów formuły kształtowania ceny węgla brunatnego, zawartej w porozumieniu długoterminowym wiążącym KWB Bełchatów i Elektrownię Bełchatów (opis porozumienia zamieszczono w punkcie 1.2. powyżej) nie przekroczył określonego pułapu. Ponadto KWB Bełchatów i Elektrownia Bełchatów zobowiązały się, a PGE GiE przyjęła, iż wszelkie ustalenia, porozumienia lub umowy dotyczące cen węgla, a w szczególności zmiany do porozumienia długoterminowego oraz aktualizacja formuły cenowej, będą dokonywane z udziałem i akceptacją PGE GiE.

Podobne porozumienie zostało podpisane w dniu 20 kwietnia 2009 roku pomiędzy Emitentem a PGE GiE. Na podstawie porozumienia PGE GiE zobowiązała się, a Emitent przyjął, iż PGE GiE nie zawrze z Elektrownią Bełchatów jakiejkolwiek umowy ani transakcji, na warunkach inne niż

powszechnie zobowiązujące. Ponadto PGE GiE zobowiązała się, że w okresie, w którym ta spółka będzie pośrednio lub bezpośrednio sprawować kontrolę nad KWB Bełchatów, KWB Bełchatów będzie prowadzić działalność w określony sposób i tak, aby czynnik kosztowy stanowiący jeden z elementów formuły kształtowania ceny węgla brunatnego, zawartej w porozumieniu długoterminowym wiążącym KWB Bełchatów i Elektrownię Bełchatów nie przekroczył określonego pułapu. Ponadto, jeżeli PGE GiE przestanie sprawować kontrolę nad KWB Bełchatów lub Elektrownią Bełchatów – PGE GiE zapewni, że kontrola nad tymi spółkami przejdzie w ręce jednego podmiotu, tak by pozostawały one pod wspólną kontrolą, a podmiot, który przejmie kontrolę, zaciągnie określone zobowiązanie w określonej formie.

4.6. Umowa zawarta przez Elektrownię Opole

Umowa Kredytowa pomiędzy Elektrownią Opole a Narodowym Bankiem Polskim (obecny kredytodawca: Bank Polska Kasa Opieki S.A.) zawarta w dniu 30 kwietnia 1984 roku

W dniu 30 kwietnia 1984 roku spółka zawarła z Narodowym Bankiem Polskim umowę kredytu na kwotę 1.689.484.070 PLN. Kredyt przeznaczony jest na finansowanie inwestycji centralnej pod nazwą „Elektrownia Opole – budowa elektrowni – 6 bloków x 360 MW wraz z wyprowadzeniem mocy". Obecnie kredytodawcą jest Bank Polska Kasa Opieki S.A. (jako następca prawny Powszechnego Banku Gospodarczego SA, który został utworzony jako Powszechny Bank Gospodarczy w Łodzi na podstawie Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 kwietnia 1988 roku (Dz.U. z 1988 roku, Nr 21, poz. 144, z późn. zm.) poprzez wydzielenie składników majątkowych z Narodowego Banku Polskiego w tym poprzez przejęcie uprawnień i obowiązków wynikających z niektórych umów zawartych przez Narodowy Bank Polski). W związku z kredytem w dniu 19 czerwca 1997 roku pomiędzy Ministrem Finansów, Prezesem Narodowego Banku Polskiego, Ministrem Gospodarki oraz Powszechnym Bankiem Gospodarczym S.A. – Grupa Pekao S.A. zostało zawarte porozumienie w sprawie restrukturyzacji zadłużenia Elektrowni Opole ustalające zakres zmian warunków umów kredytowych zawartych przez Elektrownię Opole a zabezpieczonych poręczeniem Skarbu Państwa, w tym warunków przedmiotowego kredytu. Zadłużenie Elektrowni Opole, rozumiane jako kapitał wraz z odsetkami z tytułu niniejszego kredytu, wynosiło na dzień 30 czerwca 2009 roku 1,470 mld PLN i na dzień Prospektu stan zadłużenia nie uległ istotnym zmianom.

Oprocentowanie kredytu ustalono jako stałą stopę kredytu refinansowego powiększoną o marżę banku. Kredyt zabezpieczony jest poprzez ustanowienie zabezpieczenia w postaci poręczenia Skarbu Państwa z dnia 9 listopada 1990 roku ze zmianami z 30 czerwca 1994 roku i 30 września 1997 roku, do łącznej kwoty 8,554 mld PLN, z terminem do dnia 31 grudnia 2012 roku. Spłata kredytu nastąpi w kwartalnych ratach od pierwszego kwartału 1999 roku do ostatniego kwartału 2012 roku.

4.7. Program emisji obligacji przez Elektrownię Turów o maksymalnej wartości 2,54 mld PLN

W dniu 27 listopada 2007 roku Elektrownia Turów zawarła z ING Bankiem Śląskim S.A. jako agentem Umowę Agencyjną dotyczącą programu emisji obligacji („**Program Elektrowni Turów**"). Na potrzeby Programu Elektrowni Turów spółka przygotowała Memorandum Informacyjne datowane na 27 listopada 2007 roku.

W ramach Programu Elektrowni Turów spółka może emitować obligacje kuponowe lub zerokuponowe, w serii, na okaziciela, o wartości nominalnej 100 tys. PLN każda. Obligacje kuponowe mogą być emitowane z okresem zapadalności nie krótszym niż 12 miesięcy i nie dłuższym niż 6 lat. Obligacje zerokuponowe mogą być emitowane z okresem zapadalności nie krótszym niż 14 dni i nie dłuższym niż 12 miesięcy, przy czym w odniesieniu do wszystkich obligacji data wykupu nie może przekraczać daty przypadającej 6 lat po zawarciu Umowy Agencyjnej. Obligacje będą emitowane na podstawie Ustawy o Obligacjach. Obligacje będą emitowane w formie zdematerializowanej. Maksymalna kwota Programu Elektrowni Turów wynosi 2,54 mld PLN.

Emisja obligacji jest przeprowadzana poprzez zaoferowanie przez agenta w imieniu Elektrowni Turów nabycia obligacji potencjalnym inwestorom (zdefiniowanym w Umowie Agencyjnej jako PGE i agent), i w zależności od uzgodnień z PGE, według własnego uznania, skierowaniu do PGE propozycji nabycia obligacji lub dokonaniu odsprzedaży obligacji nabytych przez agenta na rynku pierwotnym. Agent jest upoważniony do nabycia na rynku pierwotnym obligacji wyłącznie w celu ich odsprzedaży, chyba że strony Umowy Agencyjnej uzgodnią inaczej.

Obligacje kuponowe oprocentowane są według stopy referencyjnej powiększonej o marżę. Stopa referencyjna oznacza odpowiedni WIBOR dla depozytów trzymiesięcznych lub sześciomiesięcznych. Środki z obligacji zostały wykorzystane na refinansowanie zadłużenia.

Na dzień 30 czerwca 2009 roku łączna wartość nominalna obligacji wyemitowanych w ramach Programu Elektrowni Turów wyniosła 1.817.400.000 PLN, a zadłużenie z tytułu odsetek od obligacji wyniosło 4.334.676,34 PLN. Na dzień 31 sierpnia 2009 roku łączna wartość nominalna wszystkich wyemitowanych obligacji nie uległa zmianie, a zadłużenie z tytułu odsetek obligacji wyniosło 20.938.319,46 PLN. Wszystkie obligacje zostały objęte przez PGE.

5. Umowy dotyczące realizacji inwestycji przez Elektrownię Bełchatów

5.1. Umowa pomiędzy Elektrownią Bełchatów a konsorcjum firm Alstom Power Systems SA (dawniej: ALSTOM Power Centrales), Alstom Power Sp. z o.o. oraz Alstom Power Systems GmbH (dawniej: Alstom Power Boiler GmbH) o realizację bloku energetycznego o mocy 858 MW zawarta w dniu 20 grudnia 2004 roku

Dnia 20 grudnia 2004 roku Elektrownia Bełchatów zawarła z konsorcjum spółek: Alstom Power Systems SA, ALSTOM Power Sp. z o.o. oraz Alstom Power Systems GmbH umowę o realizację „pod klucz" obejmującą projektowanie, dostawę i budowę bloku energetycznego o mocy 858 MW. Zgodnie z umową spółki konsorcjum zobowiązane są do wykonania bloku energetycznego o mocy 858 MW, o parametrach nadkrytycznych, opalanego węglem brunatnym, położonego w Rogowcu, w celu wytwarzania energii elektrycznej przez Elektrownię Bełchatów. Wynagrodzenie za realizację umowy według stanu na dzień 31 sierpnia 2009 roku wyniosło 2.123.510,67 PLN i 422.094.935,29 EUR. Termin zakończenia realizacji prac objętych umową określono na datę przypadającą w ciągu 48 miesięcy od dnia wydania przez Elektrownię Bełchatów polecenia rozpoczęcia prac, przy czym termin ten może zostać przedłużony z przyczyn określonych w umowie. Na dzień 30 czerwca 2009 roku stan zaawansowania prac wynosił 71%. Przewiduje się, że przekazanie bloku do eksploatacji nastąpi w I kwartale 2011 roku. Elektrownia Bełchatów ma prawo wypowiedzieć umowę w każdym czasie bez podania przyczyny z zachowaniem 28-dniowego terminu wypowiedzenia, zaś ze skutkiem natychmiastowym z przyczyn leżących po stronie spółek konsorcjum określonych w umowie. Konsorcjum ma prawo wypowiedzenia umowy w określonych przypadkach, w tym w szczególności z powodu: (i) niezapłacenia wynagrodzenia w terminie przez Elektrownię Bełchatów; (ii) istotnego naruszenia umowy przez Elektrownię Bełchatów; (iii) zawieszenia na ponad 90 dni lub wypowiedzenia umowy na finansowanie przedmiotowej inwestycji; (iv) opóźnienia w dostarczeniu mediów przez Elektrownię Bełchatów o ponad 90 dni. W takiej sytuacji konsorcjum ma prawo dwukrotnego wezwania Elektrowni Bełchatów do zapłaty lub usunięcia naruszenia, wyznaczając odpowiednio 14-dniowy, a następnie 28-dniowy termin na usunięcie naruszenia, a po ich bezskutecznym upływie wypowiedzieć umowę ze skutkiem natychmiastowym.

W dniu 6 listopada 2008 roku konsorcjum firm Alstom realizujące budowę bloku wystąpiło do Elektrowni Bełchatów z wezwaniem do rozpoczęcia rokowań w sprawie dodatkowego wynagrodzenia i dodatkowego czasu realizacji opisanej umowy. Kwota dodatkowego wynagrodzenia została oszacowana na kwotę ok. 163 mln EUR, a jako podstawę do dodatkowego wynagrodzenia konsorcjum wskazało zmianę przepisów prawa mającą wpływ na dodatkowy zakres prac poza określonym w umowie. Zgodnie z umową Elektrownia Bełchatów przejęła na siebie ryzyko zmian prawa od daty 28 dni przed podpisaniem umowy, z zastrzeżeniem, że ewentualne zmiany prawa muszą mieć bezpośredni związek z zakresem realizowanych prac, a dodatkowe koszty muszą być udokumentowane. Istnieje rozbieżność stanowisk pomiędzy konsorcjum wykonawców a Elektrownią Bełchatów co do sposobu zgłoszenia roszczenia i jego zasadności. W ocenie Elektrowni Bełchatów konsorcjum nie przedstawiło dowodów bezpośredniego wpływu zmian prawa na zakres prac oraz nie udokumentowało poniesienia dodatkowych kosztów z tego tytułu. W ocenie Elektrowni Bełchatów wystąpienie konsorcjum wykonawców nie ma obecnie wpływu na prowadzone prace.

Zgodnie z postanowieniami umowy przelewu na zabezpieczenie praw i wierzytelności z umów ubezpieczenia, umów hedgingowych i umów projektu (opisanej w punkcie 4.4. powyżej) Elektrownia Bełchatów przelała na rzecz Banku Handlowego w Warszawie S.A. prawa, wierzytelności i uprawnienia kształtujące wynikające z niniejszej umowy. Zwrotny przelew praw na rzecz Elektrowni Bełchatów nastąpi na jej żądanie po upływie okresu zabezpieczenia, tj. w dniu, w którym zabezpieczona wierzytelność zostanie w całości zaspokojona.

5.2. List intencyjny dotyczący instalacji CCS pomiędzy Elektrownią Bełchatów a Alstom Norway AS z dnia 26 listopada 2008 roku

List określa zasady przyszłej współpracy Elektrowni Bełchatów i Alstom Norway AS w związku z planowaną implementacją technologii opartej na zaawansowanych aminach, jak również ewentualnym montażem i rozruchem instalacji demonstracyjnej zintegrowanej z aktualnie budowanym przez konsorcjum wykonawców z grupy Alstom w ramach oddzielnego kontraktu blokiem energetycznym 858 MW (porównaj opis w punkcie 5.1. powyżej), której zadaniem będzie wychwytywanie i składowanie CO_2 („**Instalacja CCS**"). List intencyjny przewiduje realizację Instalacji CCS w zakresie wychwytywania CO_2 w dwóch etapach: (i) budowa instalacji pilotażowej, która pierwotnie miała powstać na istniejącym bloku nr 12 w Elektrowni Bełchatów („**Projekt Pilotażowy**"), w celu zatwierdzenia technologii opartej na zaawansowanych aminach; oraz (ii) budowa instalacji demonstracyjnej wychwytywania CO_2, która zostałaby zaprojektowana oraz zbudowana przez Alstom Norway AS na bloku 858 MW w oparciu o doświadczenia z realizacji Projektu Pilotażowego. Jakakolwiek realizacja zamierzeń stron byłaby przedmiotem oddzielnych umów. List intencyjny może zostać wypowiedziany przez każdą stronę na podstawie pisemnego powiadomienia przekazanego drugiej stronie. List podlega prawu polskiemu. Spory związane z listem będą rozstrzygane w drodze arbitrażu zgodnie z Regulaminem Międzynarodowej Izby Handlowej (ICC w Paryżu). Miejscem arbitrażu będzie Paryż, Francja. Umieszczenie w styczniu 2009 roku Instalacji CCS na liście projektów CCS objętych możliwością współfinansowania w ramach realizowanego przez Unię Europejską Planu Wspomagania Naprawy Gospodarczej (European Economic Plan for Recovery – EEPR) i ostateczne ustanowienie instrumentu finansowego EEPR przyjętym w dniu 6 maja 2009 roku rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady oraz wymagania wynikające z tego programu spowodowało konieczność zmodyfikowania zakresu prac związanych z implementacją technologii CCS w Elektrowni Bełchatów. Utrzymanie pierwotnego harmonogramu prac, w tym realizacja Projektu Pilotażowego, uniemożliwiłoby zaliczenie projektu budowy Instalacji CCS jako znacznie zaawansowanego w wachlarzu projektów zgłoszonych przez Państwa Członkowskie UE. Możliwość dofinansowania Instalacji CCS przez program EEPR i zaliczenie do pierwszej tury projektów demonstracyjnych spowodowało konieczność przejścia bezpośrednio do realizacji instalacji demonstracyjnej z pominięciem Projektu Pilotażowego. W związku z powyższym w dniu 27 maja 2009 roku strony podpisały aneks do listu intencyjnego, w którym zrezygnowano z realizacji Projektu Pilotażowego. Zmiana ta pozwoli na obniżenie kosztów Instalacji CCS, ale głównym jej efektem jest przyśpieszenie terminu

rozpoczęcia realizacji instalacji demonstracyjnej. Zmiana ta jest kluczowa dla całego harmonogramu realizacji instalacji demonstracyjnej i znacznie zwiększa szanse na zaangażowanie potencjalnie przyznanej kwoty 180 mln EUR w ramach EEPR do końca 2010 roku. Elektrownia Bełchatów planuje w październiku 2009 roku podpisać umowę dotyczącą usługi Front-end Engineering and Design dla Instalacji CCS z jedną ze spółek z grupy Alstom.

6. Umowy zawarte przez PGE i spółki z Grupy PGE w związku z wydzieleniem OSP i OSD oraz utworzeniem Grupy PGE

6.1. *Umowy związane z wydzieleniem OSP*

Umowa dzierżawy przedsiębiorstwa pomiędzy Emitentem a PSE Operator zawarta w dniu 1 lipca 2004 roku

Na mocy umowy Emitent wydzierżawił na rzecz PSE Operator zorganizowany zespół składników (przedsiębiorstwo) przeznaczonych do wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. W skład wydzierżawianego przedsiębiorstwa wchodziły m.in.: wszystkie linie elektroenergetyczne będące własnością PGE wraz z gruntami, stacjami elektroenergetycznymi, budynkami przemysłowymi oraz urządzeniami technicznymi, a także majątek telekomunikacyjny i teleinformatyczny wykorzystywany do wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego. Okres dzierżawy określono na czas od 1 lipca 2004 roku do dnia wniesienia przedsiębiorstwa będącego przedmiotem dzierżawy do PSE Operator tytułem aportu na pokrycie podwyższonego kapitału zakładowego PSE Operator, co miało pierwotnie nastąpić nie później niż 31 stycznia 2005 roku. Jednak na mocy umowy zmieniającej zawartej w dniu 28 grudnia 2004 roku okres dzierżawy przedłużono do 31 grudnia 2007 roku. Wysokość czynszu dzierżawnego została ustalona według metody zysku transakcyjnego netto w oparciu o ewidencję przychodów oraz kosztów związanych z dzierżawą przedsiębiorstwa. Na tej podstawie strony ustalały łączny wynik finansowy, który rozdzielano w ustalonych proporcjach na Emitenta (66,7%) i PSE Operator (33,3%). Następnie na tej podstawie określano należny czynsz. Czynsz na rzecz PGE za cały okres umowy wyniósł łącznie 3.851.831.255,05 PLN.

Dzierżawą objęte były także prawa z uprzednio zawartych umów związanych z prowadzeniem przedsiębiorstwa przesyłowego, z wyjątkiem roszczeń o zapłatę wynagrodzenia z tytułu świadczeń wykonanych przed 1 lipca 2004 roku. Strony zobowiązały się dołożyć wszelkich starań celem zawarcia aneksów do takich umów, na podstawie których PSE Operator miał stać się wspólnie z Emitentem podmiotem praw i obowiązków z nich wynikających na zasadach solidarności. Wszystkie pożytki w okresie dzierżawy, przypadające z umów, w szczególności świadczenia od kontrahentów, miały przypadać PSE Operator. Zgodnie z umową PSE Operator ponosił odpowiedzialność za szkody wyrządzone osobom trzecim powstałe w związku z prowadzeniem działalności z wykorzystaniem przedsiębiorstwa. Ponadto PSE Operator był zobowiązany do dokonywania napraw i remontów oraz utrzymania przedsiębiorstwa w odpowiednim stanie. Natomiast Emitent był zobowiązany do realizacji inwestycji objętych planem inwestycyjnym w kwocie wynikającej z tego planu zgodnie z harmonogramem określonym przez PSE Operator.

Umowa dzierżawy wygasła w dniu 31 grudnia 2007 roku, tj. w dniu, w którym został zarejestrowany podział Emitenta w drodze wydzielenia i przeniesienia na PSE Operator przedsiębiorstwa przesyłowego będącego przedmiotem dzierżawy (plan podziału uzgodniony pomiędzy Emitentem a PSE Operator został opisany poniżej).

Plan podziału Emitenta uzgodniony pomiędzy PGE a PSE Operator w dniu 30 sierpnia 2007 roku

W dniu 30 sierpnia 2007 roku zarządy Emitenta (spółki dzielonej) oraz PSE Operator (spółki przejmującej) uzgodniły plan podziału Emitenta poprzez wydzielenie części jego majątku i przeniesienie na PSE Operator. Wydzieleniu do PSE Operator podlegały materialne i niematerialne składniki majątkowe potrzebne do realizacji zadań OSP, stanowiące odrębne przedsiębiorstwo („**Przedsiębiorstwo OSP**") wraz z obciążającymi je zobowiązaniami i innymi składnikami pasywów związanych z prowadzeniem Przedsiębiorstwa OSP. W ramach podziału na PSE Operator przeszły m.in.: nieruchomości, środki trwałe, umowy, decyzje administracyjne oraz postępowania sądowe i administracyjne określone w planie podziału i pozostające w związku z Przedsiębiorstwem OSP. Natomiast w PGE miał pozostać wyodrębniony organizacyjnie i finansowo zespół składników majątkowych stanowiących przedsiębiorstwo zdolne do prowadzenia działalności w zakresie obrotu energią elektryczną oraz pełnienia funkcji holdingowej wraz z obciążającymi go zobowiązaniami i innymi składnikami pasywów z nim związanych. Podział wiązał się z podwyższeniem kapitału zakładowego PSE Operator o kwotę 9.356.173.000 PLN w drodze emisji 93.561.730 nowych akcji zwykłych imiennych o wartości nominalnej 100 PLN każda. Nowe akcje przeznaczono do objęcia przez jedynego wspólnika spółki dzielonej – Skarb Państwa, bez żadnych dopłat. Wydzielenie następowało bez obniżania kapitału zakładowego Emitenta (natomiast obniżeniu podlegały inne kapitały własne Spółki). Zgodnie z planem podziału Skarb Państwa otrzymywał na każdą jedną akcję w spółce dzielonej (tj. w Emitencie) 6,3632 akcji nowej emisji spółki przejmującej (tj. PSE Operator), przy zachowaniu dotychczasowego stanu posiadania akcji w spółce dzielonej. Czynnik ryzyka solidarnej odpowiedzialności Emitenta z PSE Operator jest przedstawiony w punkcie 1.3.30. w Rozdziale II Prospektu.

W dniu 5 grudnia 2007 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenia Emitenta oraz PSE Operator uchwaliły podział PGE. Wydzielenie Przedsiębiorstwa OSP ze struktur Emitenta nastąpiło w dniu 31 grudnia 2007 roku, to jest w dniu wpisu do rejestru podwyższenia kapitału zakładowego PSE Operator.

6.2. Umowy związane z wydzieleniem OSD

Jak wskazano w punkcie 5., w Rozdziale VII Prospektu, proces *unbundlingu* poprzez wydzielenie OSD został zrealizowany w oparciu o dwa różne modele prawne, polegające bądź to na wydzieleniu z zakładów energetycznych majątku związanego z działalnością dystrybucyjną i wniesieniu go aportem do spółek celowych, bądź to na wydzieleniu majątku związanego z obrotem energią elektryczną i wniesieniu go aportem do spółki celowej. Pierwszy model został zrealizowany w odniesieniu do siedmiu zakładów energetycznych, tj. LUBZEL, ZKE, RZE, ZEORK, ŁZE,

ZEB oraz ZEW-T. Natomiast drugi model został zrealizowany wyłącznie w odniesieniu do ZEŁT (umowy zbycia przedsiębiorstw zgodnie z opisanymi modelami zostały opisane poniżej).

Umowy przeniesienia zorganizowanej części przedsiębiorstwa pomiędzy LUBZEL a LUBZEL Dystrybucja, ZKE a ZKE-Dytrybucja, RZE a RZE Dystrybucja, ZEORK a ZEORK Dystrybucja, ŁZE a ŁZE-Dytrybucja, ZEB a ZEB Dystrybucja oraz ZEW-T a ZEW-T Dystrybucja zawarte w dniu 30 czerwca 2007 roku

Ze względu na bardzo zbliżoną treść wszystkich umów przeniesienia zorganizowanej części przedsiębiorstwa (majątku) związanego z działalnością dystrybucyjną („**Umowy Aportowe**") zawartych pomiędzy wyżej wymienionymi zakładami energetycznymi a odpowiednimi spółkami celowymi, umowy te zostały poniżej opisane łącznie, a szczegółowe dane przedstawiono w tabeli.

Na podstawie Umów Aportowych każdy z zakładów energetycznych wymienionych w tabeli poniżej wniósł do odpowiednich spółek celowych wkład niepieniężny w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa przeznaczonej do prowadzenia działalności gospodarczej związanej ze świadczeniem usług dystrybucji energii elektrycznej i wykonywaniem zadań OSD. W zamian za wniesiony wkład niepieniężny zakłady energetyczne objęły odpowiednią liczbę nowo utworzonych udziałów. W efekcie spółki celowe stały się spółkami dystrybucyjnymi – operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD).

Art. 55^4 KC wprowadza ogólną zasadę, zgodnie z którą nabywca przedsiębiorstwa jest odpowiedzialny solidarnie ze zbywcą za jego zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa, powstałe przed dniem ich wniesienia do spółek dystrybucyjnych. Jednakże w Umowach Aportowych zawarto szczególne postanowienia mające na celu dążenie do ograniczenia (w stosunkach między stronami) solidarnej odpowiedzialności zakładu energetycznego (który po dokonaniu wniesienia stawał się Spółką Sprzedaży Detalicznej) oraz spółki dystrybucyjnej, w taki sposób by, w relacjach pomiędzy Spółką Sprzedaży Detalicznej a spółką dystrybucyjną, za zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa OSD określone w Umowie Aportowej odpowiadała wyłącznie spółka dystrybucyjna. Umowy powyższe w zakresie, w którym regulują odpowiedzialność solidarną odmiennie do art. 55^4 KC są skuteczne wobec osób trzecich jedynie w przypadku, gdy osoby takie wyrażą zgodę na wynikające z nich modyfikacje odpowiedzialności solidarnej w stosunku do zasad wynikających z art. 55^4 KC. Ponadto spółki dystrybucyjne były uprawnione do czasowego korzystania z taryfy dla energii elektrycznej zakładu energetycznego. Wraz z przeniesieniem przedsiębiorstwa OSD na spółki dystrybucyjne spółki te przejęły także odpowiednią część pracowników zakładów energetycznych.

Szczegółowe dane dotyczące nabycia przedsiębiorstw OSD zostały przedstawione poniżej.

Tabela 7: Dane dotyczące nabycia przedsiębiorstw OSD

Lp.	Strony umowy	Wartość podwyższenia kapitału zakładowego	Liczba objętych udziałów*	Wartość zbywanego przedsiębiorstwa OSD – zgodnie z danymi ze sprawozdań finansowych spółek celowych za rok 2007, tj. na dzień 31.12.2007	Data rejestracji podwyższenia kapitału zakładowego spółki celowej
1.	LUBZEL oraz LUBZEL Dystrybucja	1.571.189.500 PLN	31.423.790	1.616.574.248,03 PLN	25.07.2007
2.	ZKE oraz ZKE Dystrybucja	1.232.626.000 PLN	24.652.520	1.252.788.713,73 PLN	13.09.2007
3.	RZE oraz RZE Dystrybucja	1.865.912.000 PLN	36.921.880**	1.886.628.915,24 PLN	2.07.2007
4.	ZEORK oraz ZEORK Dystrybucja	1.874.981.050 PLN	37.499.621	1.874.981.050 PLN	28.11.2007
5.	ŁZE oraz ŁZE Dystrybucja	865.500.000 PLN	17.310.000	861.352.521,70 PLN***	2.10.2007
6.	ZEB oraz ZEB Dystrybucja	1.892.070.000 PLN	37.841.400	1.918.622.870,60 PLN	5.07.2007
7.	ZEW-T oraz ZEW-T Dystrybucja	2.251.387.500 PLN	45.027.750	2.252.716.246,40 PLN	12.09.2007

*Wartość każdego udziału wynosi 50 PLN

** Ponadto, RZE objęła w podwyższonym kapitale zakładowym RZE Dystrybucja 396.360 udziałów w zamian za aport w postaci przedsiębiorstwa Rzeszowski Zakład Energetyczny Zespół Ośrodków Wczasowo-Hotelowych Energetyk

*** Ujemna różnica pomiędzy wartością nominalną nabytych udziałów a wartością zbywanego przedsiębiorstwa wynika z przeprowadzonej na etapie badania sprawozdania finansowego za 2007 rok zmiany polityki rachunkowości spółki oraz korekty błędów podstawowych. Nie można wykluczyć, że ŁZE Dystrybucja wystąpi z roszczeniem do ŁZE o wyrównanie kapitału zakładowego do poziomu określonego w umowie aportowej, tj. do wysokości 865.500.500 PLN

W ostatnim okresie w związku z opisanymi powyżej umowami aportowymi zaistniały spory dotyczące zobowiązań przejętych na podstawie tych umów przez spółki dystrybucyjne oraz ograniczenia odpowiedzialności solidarnej Spółek Sprzedaży Detalicznej. Przedmiotem tych sporów są m.in. wynagrodzenia za bezumowne korzystanie z gruntów, kwoty zwrócone z tytułu opłat przyłączeniowych, należności z tytułu dostarczonych towarów i usług oraz świadczenia wypłacane z tytułu rent i odszkodowań za wypadki związane z ruchem energii elektrycznej w sieciach OSD. W niektórych przypadkach spory te są na etapie postępowania sądowego, przy czym w kilku sprawach zapadły wyroki (np. w jednej ze spraw Sąd Apelacyjny w Łodzi uznał, że zgodnie z umową aportową zobowiązania do zwrotu opłat przyłączeniowych przeszło na spółkę OSD). W ocenie Emitenta spory te ze względu na ich wartość (obecnie wartość poszczególnych sporów nie przekracza kwoty 5 mln PLN) oraz ze względu na fakt, iż dotyczą spółek z Grupy PGE – nie mają istotnego znaczenia dla działalności Grupy PGE.

Umowa aportowego zbycia przedsiębiorstwa pomiędzy ZEŁT oraz ZEŁT-Obrót zawarta w dniu 30 czerwca 2007 roku

Na podstawie tej umowy ZEŁT wniósł do ZEŁT-Obrót wkład niepieniężny w postaci zorganizowanej części przedsiębiorstwa przeznaczonej do prowadzenia działalności gospodarczej związanej z obrotem energią elektryczną, o wartości 70.599.761,78 PLN. W zamian za wniesiony wkład

niepieniężny ZEŁT objął w podwyższonym kapitale zakładowym ZEŁT-Obrót 1.411.974 udziały o wartości nominalnej 50 PLN każdy udział i łącznej wartości nominalnej 70.598.700 PLN. Podwyższenie kapitału zakładowego spółki zostało wpisane do rejestru przedsiębiorców w dniu 11 października 2007 roku.

Art. 55^4 KC wprowadza ogólną zasadę, zgodnie z którą nabywca przedsiębiorstwa jest odpowiedzialny solidarnie ze zbywcą za jego zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa, powstałe przed dniem ich wniesienia do ZEŁT-Obrót. Jednakże w umowie zawarto szczególne postanowienia mające na celu dążenie do ograniczenia solidarnej odpowiedzialności ZEŁT oraz ZEŁT-Obrót, w taki sposób by, w relacjach pomiędzy tymi spółkami za zobowiązania związane z prowadzeniem przedsiębiorstwa obrotowego odpowiadała wyłącznie ZEŁT-Obrót. Umowa powyższa w zakresie, w którym reguluje odpowiedzialność solidarną odmiennie do art. 55^4 KC jest skuteczna wobec osób trzecich jedynie w przypadku, gdy osoby takie wyrażą zgodę na wynikające z niej modyfikacje odpowiedzialności solidarnej w stosunku do zasad wynikających z art. 55^4 KC. Wraz z przeniesieniem przedsiębiorstwa obrotowego na ZEŁT-Obrót spółka ta przejęła także odpowiednią część pracowników ZEŁT.

6.3. Umowa nabycia mniejszościowych pakietów akcji w Istotnych Spółkach Zależnych od Skarbu Państwa

Umowa sprzedaży akcji kluczowych Istotnych Spółek Zależnych pomiędzy Skarbem Państwa a Emitentem zawarta w dniu 18 grudnia 2008 roku

Umowa została zawarta w celu zwiększenia udziału Emitenta w kluczowych spółkach Grupy Kapitałowej. W dniu 18 grudnia 2008 roku na podstawie umowy Emitent nabył 57.313.011 akcji zwykłych imiennych stanowiących 19,1% kapitału zakładowego Elektrowni Bełchatów oraz 14.220.800 akcji zwykłych imiennych stanowiących 16% kapitału zakładowego Elektrowni Turów („**Akcje I**"), za łączną cenę 1.075.388.240,23 PLN.

Ponadto Skarb Państwa zobowiązał się przenieść na Emitenta, w jednej lub kilku transzach, własność 160.000 akcji zwykłych imiennych stanowiących 16% kapitału zakładowego Elektrowni Opole, 18.320.000 akcji zwykłych imiennych stanowiących 16% kapitału zakładowego KWB Bełchatów oraz 5.280.000 akcji zwykłych imiennych stanowiących 16% kapitału zakładowego KWB Turów („**Akcje II**") za łączną cenę 402.993.600 PLN. Nabycie Akcji II dokonywane będzie na podstawie jednego lub kilku pisemnych oświadczeń składanych przez Emitenta Skarbowi Państwa w terminie do dnia 10 grudnia 2009 roku w sprawie gotowości do nabycia wszystkich lub części Akcji II oraz zapłaty ceny umownej za Akcje II objęte oświadczeniem. Cena powinna zostać zapłacona w dniu wskazanym w oświadczeniu, przypadającym w terminie 10 dni roboczych od dnia jego złożenia, nie później jednak niż w dniu 31 grudnia 2009 roku („**Dzień Zamknięcia**"). W dniu 22 grudnia 2008 roku strony podpisały Aneks Nr 1 do umowy, w wykonaniu którego w dniu 29 grudnia 2008 roku Emitent nabył część Akcji II, stanowiącą 18.320.000 akcji zwykłych imiennych KWB Bełchatów za łączną cenę 166.712.000 PLN.

Umowa zawiera zobowiązanie Skarbu Państwa, iż w okresie od dnia jej zawarcia do Dnia Zamknięcia, bez uprzedniej zgody Emitenta, Skarb Państwa bezpośrednio lub pośrednio nie sprzeda, ani nie dokona zbycia Akcji II, ani też nie ustanowi na nich jakiegokolwiek obciążenia oraz nie będzie prowadzić negocjacji z jakąkolwiek inną osobą w sprawie sprzedaży Akcji II, ani pozyskiwać lub przyjmować od innej osoby oferty zakupu jakichkolwiek Akcji II. Ponadto umowa przewiduje karę umowną płatną przez Emitenta w wysokości 20% ceny Akcji II, tj. 80.598.720 PLN, w przypadku gdyby Emitent nie wywiązał się z zobowiązania do kupna Akcji II.

7. Umowy dotyczące Polkomtel

Umowy pomiędzy Emitentem a innymi akcjonariuszami Polkomtel zawarte w związku z nabyciem akcji Polkomtel

W dniu 8 lutego 2006 roku TDC Mobile International A/S („**TDC**") (posiadający 19,61% ogólnej liczby akcji Polkomtel) złożył pozostałym akcjonariuszom tej spółki, to jest Vodafone Americas, Inc. („**Vodafone**"), KGHM Polska Miedź S.A. („**KGHM**"), PKN ORLEN S.A. („**PKN**"), Węglokoks S.A. oraz Emitentowi ofertę sprzedaży posiadanych akcji spółki Polkomtel. Oferta została złożona w wykonaniu postanowień statutu Polkomtel i umowy akcjonariuszy Polkomtel z dnia 19 grudnia 1995 roku („**Umowa Akcjonariuszy**"), przewidujących, że w sytuacji zaistnienia po stronie TDC przypadku tzw. zmiany kontroli, pozostałym akcjonariuszom Polkomtel będzie przysługiwać prawo pierwokupu akcji posiadanych przez TDC, proporcjonalnie do ich udziału w tej spółce (poza akcjami znajdującymi się w posiadaniu TDC).

W następstwie oferty TDC, w dniu 10 marca 2006 roku pomiędzy Emitentem, KGHM, PKN i Węglokoks S.A. („**Polscy Akcjonariusze**") jako kupującymi oraz TDC jako sprzedawcą zawarta została umowa w przedmiocie akceptacji oferty i warunkowego zbycia akcji w Polkomtel S.A. („**Umowa Sprzedaży Akcji**"). W tym samym dniu Polscy Akcjonariusze zawarli również umowę w sprawie nabycia akcji Polkomtel od TDC oraz podjęcia wspólnych działań w celu zbycia następnie wszystkich akcji posiadanych w Polkomtel („**Umowa Polskich Akcjonariuszy**").

W dniu 10 marca 2006 roku Vodafone wszczął przed Trybunałem Arbitrażowym przy Międzynarodowym Centrum Arbitrażowym Austriackiej Federalnej Izby Handlowej („**Trybunał Arbitrażowy**") postępowanie przeciwko TDC oraz Polskim Akcjonariuszom. Spór dotyczył interpretacji postanowień statutu oraz Umowy Akcjonariuszy, regulujących wykonywanie prawa nabycia akcji tej spółki przez akcjonariuszy, w sytuacji zaistnienia po stronie jednego z akcjonariuszy przypadku tzw. zmiany kontroli. Wyrokiem częściowym z 25 marca 2008 roku oraz wyrokiem końcowym z 6 listopada 2008 roku Trybunał Arbitrażowy oddalił wszystkie roszczenia Vodafone (informacja na temat postępowania arbitrażowego została zamieszczona w punkcie 14.2.4. w Rozdziale XIII Prospektu).

Następnie w dniu 17 grudnia 2008 roku TDC oraz Polscy Akcjonariusze podpisali aneks do Umowy Sprzedaży Akcji, w którym m.in. doprecyzowali wysokość ceny za akcje sprzedawane przez TDC. W dniu 18 grudnia 2008 roku doszło do zamknięcia transakcji nabycia akcji Polkomtel przez Polskich Akcjonariuszy od TDC. W tym samym dniu Emitent nabył od TDC 878.311 akcji zwykłych imiennych spółki Polkomtel za cenę 180,50 EUR każda, to jest za łączną kwotę 158.535.135,50 EUR. W wyniku transakcji PGE posiada obecnie akcje stanowiące 21,85% kapitału

zakładowego Polkomtel. W dniu 1 września 2009 roku Zarząd podjął decyzję o rozpoczęciu przygotowań do sprzedaży akcji Polkomtel. Do dnia Prospektu Emitent nie podjął żadnych zobowiązań dotyczących sprzedaży akcji.

8. Historyczne kontrakty eksportowe z udziałem PGE

Emitent jest stroną trzech kontraktów (określanych mianem „kontraktów historycznych") na dostawę przez Emitenta energii na rzecz odbiorców zagranicznych lub zakup przez Emitenta energii od dostawców. Realizacja dwóch z tych kontraktów, tj. kontraktu na dostawę energii elektrycznej z Polski do Austrii przez polski i czeski system energetyczny, zawartego pomiędzy Österreichische Elektrizitätswirtschaftsaktiengesellschaft a Emitentem oraz Elektrim S.A. w dniu 19 maja 1993 roku („**Kontrakt Verbund**") oraz umowy na dostawę energii elektrycznej do granicy polsko-słowackiej zawartej pomiędzy Aare-Tessin Ltd. For Electricity a Emitentem w dniu 28 października 1997 roku („**Kontrakt z Atel**") jest uzależniona od dostępności mocy przesyłowych na połączeniach transgranicznych z systemami Słowacji i Czech zapewnianych (do niedawna) przez PSE Operator na podstawie umowy na udostępnianie zdolności przesyłowych dla realizacji kontraktów historycznych zawartej pomiędzy Emitentem a PSE Operator w dniu 2 lipca 2004 roku. Realizacja Kontraktu Verbund oraz Kontraktu z Atel napotkała w ostatnich latach istotne trudności. Spowodowane one były przede wszystkim zmianami w przepisach Prawa Europejskiego dotyczących alokacji mocy przesyłowych na zasadzie AAC (*Already Allocated Capacity*). PSE Operator uznaje obecnie, że w świetle przepisów Prawa Europejskiego alokacja mocy przesyłowych na zasadzie AAC (tj. m.in. na podstawie powyższej umowy między Emitentem a PSE Operator) nie jest możliwa. Stanowisko PSE Operator jest w dużej mierze podzielane przez Prezesa URE. W związku z powyższym za zgodą stron nastąpiło zawieszenie wykonywania Kontraktu Verbund.

Toczy się spór przed sądem polubownym między Emitentem a PSE Operator, dotyczący obowiązywania wspomnianej powyżej umowy z dnia 2 lipca 2004 roku (postępowanie z powództwa PSE Operator przeciwko Emitentowi jest opisane w punkcie 14.2.2. w Rozdziale XIII Prospektu). Ponadto w dniu 10 marca 2009 roku Aare-Tessin Ltd. For Electricity wniósł pozew przeciwko Emitentowi o odszkodowanie z tytułu niewykonywania Kontraktu z Atel (informacja na temat tego postępowania jest zawarta w punkcie 14.2.5. w Rozdziale XIII Prospektu.

W ocenie Emitenta Kontrakt Verbund (obowiązujący do 31 sierpnia 2010 roku) oraz Kontrakt z Atel (obowiązujący do 30 września 2014 roku) ze względu na malejące obroty w ostatnich latach oraz faktyczne zaprzestanie ich wykonywania, nie mają obecnie istotnego znaczenia dla Emitenta, przy czym Emitent nie wyklucza, iż w przyszłości kontrakty te mogą stać się istotne dla działalności Spółki, w szczególności w zależności od przebiegu negocjacji i toczących się postępowań w przypadku Kontraktu z Atel. Informacje na temat trzeciego z kontraktów historycznych, to jest umowy z Vatenfall Aktiebolag oraz innych umów zawartych w związku z tym kontraktem, są zamieszczone poniżej.

Umowa Główna w Sprawie Handlu Energią Elektryczną pomiędzy Emitentem a Vattenfall Aktiebolag zawarta w dniu 28 maja 2003 roku oraz inne umowy zawarte w związku z inwestycją w SwePol Link

Połączenie szwedzkich i polskich sieci elektroenergetycznych poprzez podmorski kabel wysokiego napięcia prądu stałego dla potrzeb przesyłu energii elektrycznej pomiędzy oboma krajami („**SwePol Link**") zostało wybudowane przez Swe-Pol Link Aktiebolag („**SwePol Link AB**"), spółkę prawa szwedzkiego z udziałem szwedzkiego OSP Affärsverket svenska kraftnät, Vattenfall oraz Emitenta. SwePol Link jest obecnie własnością SwePol Link AB i spółki prawa polskiego SwePol Link (Poland) Sp. z o.o., w której wszystkie udziały należą do SwePol Link AB. Od czasu oddania SwePol Link do eksploatacji, co nastąpiło w 2000 roku, pomiędzy stronami narosły spory dotyczące zasad sprzedaży i zakupu energii elektrycznej, opłat związanych z tą energią oraz kwestii związanych z całością inwestycji i zarządzaniem SwePol Link. W celu rozstrzygnięcia zaistniałych sporów, w dniu 28 maja 2003 roku pomiędzy Vattenfall a Emitentem zawarte zostały, między innymi, opisane niżej: Umowa Główna w Sprawie Handlu Energią Elektryczną („**Umowa Główna**") oraz Umowa restrukturyzacyjna dotycząca SwePol Link („**Umowa Restrukturyzacyjna**").

Umowa Główna

Zawarcie Umowy Głównej jest efektem przeprowadzonej mediacji, mającej na celu uregulowanie, pomiędzy Emitentem i Vattenfall Aktiebolag („**Vattenfall**"), spornych kwestii wynikających z umów dotyczących SwePol Link.

Umowa Główna określa zasady dokonywania wszystkich transakcji (zwanych „**Umowami Indywidualnymi**") pomiędzy PGE i Vattenfall, dotyczących zakupu, sprzedaży, dostawy i odbioru energii elektrycznej przesyłanej poprzez SwePol Link. Każda z Umów Indywidualnych wraz z Umową Główną stanowi jedną, integralną umowę pomiędzy stronami. Umowa Główna zastąpiła umowę zakupu energii elektrycznej zawartą pomiędzy Emitentem a Vattenfall w dniu 26 października 1995 roku, która określała warunki sprzedaży i dostawy energii elektrycznej pomiędzy stronami z wykorzystaniem połączenia SwePol Link.

Umowa Główna została zawarta z mocą obowiązującą do dnia 1 sierpnia 2010 roku, przy czym jej wygaśnięcie nie będzie miało wpływu na wykonywanie przez strony zobowiązań wynikających z jakiejkolwiek Umowy Indywidualnej.

W przypadku niedostarczenia bądź nieodebrania uzgodnionych w Umowie Indywidualnej ilości energii elektrycznej z przyczyn innych niż siła wyższa, przestój SwePol Link (jak zdefiniowano w Umowie Głównej) lub niewykonanie zobowiązań przez drugą stronę – strona, która nie wykonała zobowiązania, zobowiązana jest w szczególności do zapłaty za każdą niedostarczoną bądź nieodebraną jednostkę energii elektrycznej kwoty stanowiącej dodatnią różnicę pomiędzy ceną umowną a jednostkową ceną energii elektrycznej, którą strony mogłyby uzyskać w przypadku racjonalnego zakupu niedostarczonej ilości energii elektrycznej, lub racjonalnej odsprzedaży nieodebranej ilości energii elektrycznej, wraz z uzasadnionymi kosztami dodatkowymi poniesionymi w związku z faktycznym zakupem lub odsprzedażą.

W granicach określonych w Umowie Głównej, w przypadku wystąpienia i trwania opisanego w tej umowie przypadku niewykonania zobowiązań, stronom przysługuje prawo wcześniejszego rozwiązania Umowy Głównej, co oznacza również wypowiedzenie wszystkich Umów Indywidualnych.

Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie umowy przedstawiona został w poniższej tabeli:

Tabela 8: Wartość dostaw zrealizowanych na podstawie Umowy Głównej

	Rok 2004		Rok 2005		Rok 2006		Rok 2007		Rok 2008	
	MWh	tys. PLN	MWh	tys. PLN	MWh	tys. PLN	MWh	tys. PLN	MWh	tys. PLN
Eksport	2.396.400	324.726	1.175.437	142.074	1.497.044	225.087	195.149	24.153	144.000	20.145
Import	233.540	25.322	817.697	89.433	209.296	37.236	2.217.887	234.523	2.051.393	397.756

Umowa Główna podlega prawu niemieckiemu. Spory związane z umową są rozstrzygane w drodze arbitrażu w oparciu o regulamin UNCITRAL przed Międzynarodowym Sądem Arbitrażowym Izby Gospodarczej Austrii, z siedzibą w Wiedniu.

Umowa Restrukturyzacyjna

Na dzień Prospektu, po wykonaniu przez Vattenfall opisanej w Umowie Restrukturyzacyjnej „Opcji Sprzedaży" akcji SwePol Link AB stanowiących 32% kapitału zakładowego, a także wykonaniu przez Emitenta „Opcji Kupna Pozostałych Udziałów", dotyczącej nabycia od Vattenfall akcji stanowiących 16% kapitału zakładowego SwePol Link AB, Emitent jest właścicielem 49% akcji SwePol Link AB. Pozostałe 51% akcji należy do Affärsverket svenska kraftnät. Umowa Restrukturyzacyjna przewiduje także możliwość nabycia przez Emitenta 1% akcji SwePol Link AB od Affärsverket svenska kraftnät, jeżeli z Affärsverket svenska kraftnät zostanie osiągnięte w tej sprawie odpowiednie porozumienie. Po osiągnięciu przez Emitenta 49% udziałów w SwePol Link AB powstały przesłanki do renegocjowania treści lub rozwiązania niektórych umów łączących strony projektu SwePol Link. Emitent i Vattenfall przystąpiły do negocjacji mających na celu określenie nowego ładu kontraktowego w SwePol Link AB w zgodzie z obowiązującym prawem Unii Europejskiej oraz uwarunkowaniami prawnymi i rynkowymi po stronie szwedzkiej i polskiej.

Przewidziana w Umowie Restrukturyzacyjnej restrukturyzacja SwePol Link ma na celu przeniesienie własności i odpowiedzialności za działalność SwePol Link na szwedzkiego i polskiego OSP. Zakończenie procesu restrukturyzacji, w tym zwolnienie lub przejęcie od Vattenfall pewnych zobowiązań finansowych, nabycie przez Emitenta adekwatnych praw do zdolności przesyłowych SwePol Link, odpowiednie renegocjowanie lub rozwiązanie wszystkich spornych umów dotyczących SwePol Link poprzedzających Umowę Główną i Umowę Restrukturyzacyjną oraz przeniesienie akcji SwePol Link AB z Emitenta na polskiego OSP wymaga w szczególności poczynienia odpowiednich uzgodnień pomiędzy wszystkimi zaangażowanymi stronami i może zależeć od stanowiska organów regulacyjnych w sprawie funkcjonowania połączenia SwePol Link.

Jeżeli Umowa Restrukturyzacyjna nie zostanie przedterminowo rozwiązana za porozumieniem stron lub ze względu na jej naruszenie przez jedną ze stron, to wygaśnie z chwilą wygaśnięcia opisanej wyżej Umowy Głównej. Umowa Główna wygasa 1 sierpnia 2010 roku, chyba że zostanie wcześniej rozwiązana (co do zasady w wyniku naruszenia jej postanowień przez Emitenta lub Vattenfall) lub jej obowiązywanie zostanie przedłużone. Strony mogą uzgodnić dalsze pozostawanie w mocy Umowy Restrukturyzacyjnej niezależnie od wygaśnięcia Umowy Głównej.

Na dzień Prospektu łączna cena nabycia akcji w SwePol Link AB zapłacona przez PGE oraz wartość opłat przesyłowych zapłaconych przez PGE na podstawie Umowy Restrukturyzacyjnej wynosiły łącznie 615.138.068 SEK.

Umowa Restrukturyzacyjna podlega prawu niemieckiemu. Spory związane z umową są rozstrzygane w drodze arbitrażu w oparciu o regulamin UNCITRAL przed Międzynarodowym Sądem Arbitrażowym Izby Gospodarczej Austrii, z siedzibą w Wiedniu.

XV. ZARZĄD I RADA NADZORCZA

1. Zarząd

1.1. Postanowienia Statutu i Regulaminu dotyczące Zarządu

Zarząd reprezentuje Spółkę oraz prowadzi jej sprawy. Wszelkie sprawy związane z prowadzeniem spraw Spółki (tj. przede wszystkim zarządzaniem i organizacją jej działalności), niezastrzeżone przepisami prawa lub postanowieniami Statutu dla Walnego Zgromadzenia lub Rady Nadzorczej, należą do kompetencji Zarządu.

Do składania oświadczeń w imieniu Spółki (reprezentacja) wymagane jest współdziałanie dwóch członków Zarządu Spółki albo jednego członka Zarządu łącznie z prokurentem. Oświadczenia składane Spółce oraz doręczenia pism Spółce mogą być dokonywane wobec jednego członka Zarządu lub prokurenta.

Członkowie Zarządu są uprawnieni i obowiązani do wspólnego prowadzenia spraw Spółki. Uprzedniej uchwały Zarządu wymagają jednak wszystkie sprawy przekraczające zakres zwykłych czynności Spółki. W przypadku równości głosów na posiedzeniu Zarządu decyduje głos Prezesa Zarządu. Statut Spółki wprowadza wymóg uzyskania uchwały Zarządu, w szczególności w następujących sprawach:

- nabywanie (obejmowanie) lub rozporządzanie przez Spółkę następującymi składnikami majątku: (a) nieruchomościami, użytkowaniem wieczystym lub udziałami w nieruchomościach; (b) innymi niż nieruchomość składnikami rzeczowych aktywów trwałych o wartości przewyższającej 400 tys. EUR; (c) akcjami, udziałami lub innymi tytułami uczestnictwa w spółkach;
- obciążanie składników majątku spełniających kryteria, o których mowa powyżej, ograniczonym prawem rzeczowym na kwotę (sumę zabezpieczenia) przewyższającą 400 tys. EUR;
- zawieranie przez Spółkę innych niż wyżej wymienione umów lub zaciąganie innych niż wyżej wymienione zobowiązań – o wartości przewyższającej 400 tys. EUR;
- udzielanie przez Spółkę poręczeń i gwarancji;
- przyjmowanie regulaminu Zarządu;
- przyjmowanie regulaminu organizacyjnego przedsiębiorstwa Spółki;
- tworzenie i likwidacja oddziałów;
- zawieranie umów niezwiązanych z przedmiotem działalności Spółki określonym w Statucie;
- dokonywanie darowizn i zwolnienia z długu;
- ustanawianie prokurentów;
- przyjmowanie rocznych i wieloletnich planów finansowych Spółki;
- przyjmowanie strategii rozwoju Spółki;
- ustalanie sposobu wykonywania prawa głosu na walnym zgromadzeniu lub na zgromadzeniu wspólników spółek, w których Spółka posiada akcje lub udziały;
- sprawy, o których rozpatrzenie Zarząd zwraca się do Rady Nadzorczej, także w sprawie nie zastrzeżonej do jej kompetencji.

Do czasu, gdy Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem Spółki, Zarząd jest obowiązany, w trybie art. 5a Ustawy o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa, uzyskać zgodę ministra właściwego do spraw Skarbu Państwa na dokonanie czynności prawnej, w zakresie rozporządzania składnikami aktywów trwałych w rozumieniu przepisów o rachunkowości zaliczanymi do wartości niematerialnych i prawnych, rzeczowych aktywów trwałych lub inwestycji długoterminowych, w tym oddania tych składników do korzystania innym podmiotom na podstawie umów prawa cywilnego lub ich wniesienia jako wkładu do spółki lub spółdzielni, jeżeli wartość rynkowa przedmiotu rozporządzenia przekracza równowartość w złotych kwoty 50 tys. EUR obliczanej na podstawie średniego kursu ogłoszonego przez NBP według stanu z dnia wystąpienia o zgodę. Ponadto do czasu, gdy Skarb Państwa pozostaje jedynym akcjonariuszem Spółki, Walne Zgromadzenie Spółki może powoływać członków Zarządu Spółki zgodnie z art. 1a ust. 5 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Zgodnie ze Statutem w skład Zarządu wchodzi od dwóch do siedmiu członków, w tym Prezes Zarządu (pozostali członkowie Zarządu pełnią funkcje Wiceprezesów Zarządu). Członkowie Zarządu, w tym Prezes Zarządu oraz Wiceprezesi, są powoływani i odwoływani przez Radę Nadzorczą. Powołanie członków Zarządu następuje na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Każdy z członków Zarządu może być odwołany albo zawieszony w czynnościach przez Walne Zgromadzenie. Zawiesić członka Zarządu w czynnościach może również, z ważnych powodów, Rada Nadzorcza. Członek Zarządu składa rezygnację Radzie Nadzorczej na piśmie. Ustalenie wysokości wynagrodzenia członków Zarządu wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia.

Zgodnie z Regulaminem Zarządu zatwierdzonym uchwałą Rady Nadzorczej nr 50/VIII/2009 z dnia 28 kwietnia 2009 roku, Prezes Zarządu jest odpowiedzialny za zapewnianie długoterminowego, zrównoważonego rozwoju i wzrostu wartości rynkowej Grupy PGE z uwzględnieniem

wymagań bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz za budowę zasobów ludzkich warunkujących realizację strategii Spółki. Pozostali członkowie Zarządu koordynują i odpowiadają za poszczególne obszary działania Zarządu, tj.: (i) Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych odpowiada za identyfikację potrzeb rynkowych oraz rozwój sprzedaży usług dystrybucji i energii, jak również zapewnia utrzymanie i rozwój potencjału produkcyjnego (wydobycie i wytwarzanie) oraz realizację założonej produkcji i utrzymanie ruchu systemów produkcyjnych; (ii) Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i Finansów odpowiada za tworzenie i realizację polityki finansowej, polityki w zakresie inwestycji oraz zapewnienie bezpieczeństwa i rozwoju infrastruktury teleinformatycznej; (iii) Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych odpowiada za prowadzenie nadzoru właścicielskiego nad spółkami Grupy PGE, ochronę prawną jej interesów oraz optymalizację zakupów przetargowych.

Regulamin określa szczegółowo kompetencje członków Zarządu w zakresie poszczególnych obszarów działania Zarządu. Zgodnie z Regulaminem Zarządu każdy z członków Zarządu odpowiada za realizację strategii Spółki w zakresie powierzonych im obszarów działania.

Regulamin Zarządu określa zasady planowania prac Zarządu, w tym organizację posiedzeń Zarządu i podejmowania decyzji przez Zarząd. Posiedzenia Zarządu odbywają się nie rzadziej niż raz na tydzień. Regulamin przewiduje także wewnętrzną kontrolę wykonywania uchwał Zarządu. Zgodnie z postanowieniami Regulaminu dla usprawnienia zarządzania Zarząd może podjąć uchwały w zakresie udzielania pełnomocnictw dyrektorom departamentów i biur, ich zastępcom oraz kierownikom kierującym ośrodkami odpowiedzialności w procesach i podprocesach realizowanych w Spółce. Ponadto w sprawach jednostkowych Zarząd może udzielać pełnomocnictw szczególnych zarówno pracownikom Spółki, jak i innym osobom. Zgodnie z Regulaminem wymagają uchwały Zarządu, poza wskazanymi w Statucie, sprawy związane z powoływaniem lub wskazaniem członków zarządów i rad nadzorczych w spółkach zależnych, o ile wynika to z postanowień statutów lub umów tych spółek. Uchwały Zarządu wymaga także każda inna sprawa zgłoszona na wniosek członka Zarządu. Ponadto zgodnie ze Statutem Zarząd może podejmować uchwały w trybie pisemnym lub przy wykorzystaniu środków bezpośredniego porozumiewania się na odległość.

1.2. Skład Zarządu

W skład Zarządu wchodzą obecnie następujące osoby:

- Pan Tomasz Zadroga, Prezes Zarządu;
- Pan Marek Szostek, Wiceprezes Zarządu;
- Pan Piotr Szymanek, Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych;
- Pan Wojciech Topolnicki, Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i Finansów;
- Pan Marek Trawiński, Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych.

Obecna kadencja Zarządu rozpoczęła się z dniem 1 lipca 2008 roku i upłynie w dniu 1 lipca 2011 roku. Pan Tomasz Zadroga został powołany na stanowisko Prezesa Zarządu z dniem 1 sierpnia 2008 roku. Pan Marek Szostek został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu z dniem 3 sierpnia 2009 roku. Pan Piotr Szymanek został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu z dniem 21 lipca 2008 roku. Pan Wojciech Topolnicki został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu z dniem 1 lipca 2008 roku. Pan Marek Trawiński został powołany na stanowisko Wiceprezesa Zarządu z dniem 28 lipca 2008 roku. Poniżej przedstawiono opis wiedzy oraz doświadczenia zawodowego członków Zarządu.

1.2.1. Pan Tomasz Zadroga

Lat 36. Absolwent Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1997-2000 kontroler finansowy, menedżer ds. zarządzania zasobami pieniężnymi, Dyrektor Finansowy oddziału w ABB ELPAR Sp. z o.o. z siedzibą w Łodzi/ABB ZWAR S.A. z siedzibą w Warszawie; 2000-2002 Dyrektor Finansowy w Papyrus Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (Grupa Stora Enso); 2002-2006 członek zarządu, Dyrektor Operacyjny w Adidas Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2006-2007 prezes zarządu HPR Group Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2006-2008 prezes zarządu IC Development & Finance Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2006-2008 członek zarządu, Dyrektor Finansowy w Inter Cars S.A. z siedzibą w Warszawie; 2006 -2009 wiceprezydent ACCA Poland.

Członkostwo w radach nadzorczych: od sierpnia 2008 roku przewodniczący rady nadzorczej Exatel; od września 2008 roku przewodniczący rady nadzorczej Polkomtel.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Tomasza Zadrogi jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

1.2.2. Pan Marek Szostek

Lat 43. Absolwent Wydziału Handlu Wewnętrznego Szkoły Głównej Planowania i Statystyki (obecnie Szkoła Główna Handlowa).

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1991-2000 menedżer i przedstawiciel handlowy w Adidas Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2000-2002 menedżer ds. rozwoju sieci dystrybucji w Nike Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2002-2004 Dyrektor Sprzedaży w Adidas Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2004-2006 Dyrektor Sprzedaży i Rozwoju Rynku oraz członek zarządu w Adidas Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2006-2007 wiceprezes zarządu ds. handlu i marketingu w CM Makton S.A. z siedzibą w Warszawie, wiceprezes zarządu ds. produkcji i dystrybucji w „CM Eurosmak" Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2007-2009 Dyrektor Generalny w ASICS Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie

Członkostwo w radach nadzorczych: od listopada 2006 roku do marca 2007 członek rady nadzorczej Fedrus S.A. z siedzibą w Poznaniu.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Marka Szostka jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

1.2.3. Pan Piotr Szymanek

Lat 45. Radca Prawny. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. W 2005 roku ukończył podyplomowe studia „Zarządzanie Przedsiębiorstwem na rynku Unii Europejskiej" w Szkole Głównej Handlowej.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1990-1994 członek zarządu spółki Tradex Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 1998-1999 Kierownik Wydziału Legislacji w Banku Pekao S.A.; 1999-2000 Dyrektor Departamentu Prawnego w Banku Współpracy Europejskiej S.A. wówczas z siedzibą w Warszawie; 1996-2002 Radca Prawny, a następnie Doradca Prawny Pionu Rozwoju w Powszechnym Zakładzie Ubezpieczeń S.A. z siedzibą w Warszawie; 2002-2006 Radca Prawny, a następnie Doradca Zarządu ds. Prawnych; od lipca 2004 roku do listopada 2006 roku Doradca ds. Zarządzania Grupą Kapitałową Emitenta.

Członkostwo w radach nadzorczych: od lutego 2008 roku do lipca 2008 roku członek Rady Nadzorczej PGE; od września 2008 roku do marca 2009 roku członek rady nadzorczej Elektrowni Bełchatów, od marca 2009 roku przewodniczący rady nadzorczej tej spółki; od września 2008 do lipca 2009 roku przewodniczący rady nadzorczej PGE GiE; od lipca 2009 roku przewodniczący rady nadzorczej PGE Energia Odnawialna.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Piotra Szymanka jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

1.2.4. Pan Wojciech Topolnicki

Lat 34. Absolwent Wydziału Zarządzania i Ekonomii Politechniki Gdańskiej oraz Ecole Superieure de Commerce w Rouen we Francji.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1998 asystent w Credit Commercial de France w Lyonie; 1999-2002 pracował w dziale audytu i doradztwa gospodarczego w Arthur Andersen Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie; 2002-2006 kontroler finansowy oraz zastępca dyrektora finansowego w EADS PZL „Warszawa – Okęcie" S.A. z siedzibą w Warszawie; 2007 dyrektor finansowy w MicroStrategy Poland Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie.

Członkostwo w radach nadzorczych: od września 2008 roku do dnia 28 czerwca 2009 roku przewodniczący rady nadzorczej PGE Energia Odnawialna; od września 2008 roku przewodniczący rady nadzorczej Elektrowni Opole; od dnia 28 czerwca 2009 roku członek rady nadzorczej Exatel.

Ponadto w ramach prowadzonej od 2006 roku do 2008 roku własnej działalności gospodarczej pracował m.in. dla firm zajmujących się odnawialnymi źródłami energii (m.in. Green Venture S.A. z siedzibą w Lublinie, Polish Energy Partners S.A. z siedzibą w Warszawie), doradzając w procesach ofert publicznych oraz pozyskiwania kapitału. Pan Wojciech Topolnicki zakończył prowadzenie własnej działalności gospodarczej przed objęciem funkcji w Zarządzie.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Wojciecha Topolnickiego jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

1.2.5. Pan Marek Trawiński

Lat 51. Absolwent z wyróżnieniem Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej oraz studiów MBA European University w Montreux. Ponadto ukończył podyplomowe studium tłumaczy naukowo-technicznych języka angielskiego na Uniwersytecie Wrocławskim, podyplomowe studia „Finanse, Rachunkowość Zarządcza, Bankowość" w Wyższej Szkole Zarządzania we Wrocławiu, podyplomowe Studium Komunikowania Biznesowego i PR w Szkole Głównej Handlowej, jak też program Canadian International Management Institute (ICAN).

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1981-1992 inżynier, kierownik budowy, a następnie kierownik Oddziału Dużej Grupy Robót w Elektromontaż S.A. z siedzibą we Wrocławiu; 1993-1998 Dyrektor Instalacji, a następnie Prezes Zarządu ABB Instal sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu; 1998-1999 Prezes Zarządu w Alstom T&D Protection & Control S.A. z siedzibą w Świebodzicach; 1999-2001 Prezes Zarządu Energetyka sp. z o.o. z siedzibą w Lubinie; 2002-2004 Dyrektor Biura Nadzoru Właścicielskiego w Urzędzie Miasta Wrocławia; 2004-2008 Prezes Zarządu, Dyrektor Naczelny w MPWiK Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu.

Członkostwo w radach nadzorczych: 1991-1993 członek rady nadzorczej Elektromontaż S.A. z siedzibą we Wrocławiu; 1994-1996 przewodniczący rady nadzorczej ZWSE S.A. z siedzibą w Nysie; 1998-1999 członek rady nadzorczej KGHM Polska Miedź S.A. z siedzibą w Lubinie; 1999-2000 członek rady nadzorczej Elektro-Tim S.A. z siedzibą we Wrocławiu; od kwietnia do grudnia 2000 przewodniczący rady nadzorczej Telewizja Lokalna Dialog S.A. z siedzibą we Wrocławiu; od marca 2000 do kwietnia 2001 członek rady nadzorczej Bank Cuprum S.A. z siedzibą w Lubinie; 2003-2004 przewodniczący rady nadzorczej MPWiK Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu; od marca 2008 roku do września 2008 roku członek rady nadzorczej w Elektromontaż Poznań S.A. z siedzibą w Poznaniu; od maja 2008 roku do lipca 2008 roku oraz ponownie od września 2008 roku członek rady nadzorczej w Polkomtel; od lutego 2008 roku przewodniczący rady nadzorczej KGHM Polska Miedź S.A z siedzibą w Lubinie.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Marka Trawińskiego jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

2. Rada Nadzorcza

2.1. Postanowienia Statutu i Regulaminu dotyczące Rady Nadzorczej

Rada Nadzorcza sprawuje stały nadzór nad działalnością Spółki we wszelkich dziedzinach jej działalności. Co do zasady Rada Nadzorcza sprawuje nadzór jako ciało kolegialne, może jednak delegować poszczególnych członków na czas oznaczony do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych. W przypadku równości głosów na posiedzeniu Rady Nadzorczej, decyduje głos Przewodniczącego Rady.

Zgodnie ze Statutem do kompetencji Rady Nadzorczej Spółki należy:

- ocena sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz jednostkowego sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy w zakresie ich zgodności z księgami, dokumentami, jak i ze stanem faktycznym; dotyczy to także skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej, o ile jest ono sporządzane;
- ocena wniosków Zarządu co do podziału zysku lub pokrycia straty;
- składanie Walnemu Zgromadzeniu pisemnego sprawozdania z wyników czynności, o których mowa w powyższych dwóch punktach;
- wybór biegłego rewidenta do przeprowadzenia badania jednostkowego sprawozdania finansowego oraz skonsolidowanego sprawozdania finansowego grupy kapitałowej, o ile jest ono sporządzane;
- zatwierdzanie rocznych i wieloletnich planów finansowych Spółki, jak również określanie ich zakresu oraz terminów przedkładania przez Zarząd;
- zatwierdzanie strategii rozwoju Spółki;
- uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb działania Rady Nadzorczej;
- zatwierdzanie regulaminu Zarządu Spółki;
- określanie istotnych warunków zatrudnienia członków Zarządu Spółki, a także warunków innych zawieranych z nimi umów, z zastrzeżeniem kompetencji Walnego Zgromadzenia do ustalania wysokości ich wynagrodzenia;
- opiniowanie wszelkich wniosków o podjęcie uchwał kierowanych przez Zarząd do Walnego Zgromadzenia Spółki;
- zatwierdzanie regulaminu organizacyjnego Spółki;
- uchwalanie regulaminu szczegółowo określającego tryb wyboru członka Rady Nadzorczej przez pracowników;
- delegowanie członków Rady Nadzorczej do czasowego wykonywania czynności członków Zarządu, którzy nie mogą sprawować swoich czynności;
- wyrażanie zgody na zajmowanie przez członków Zarządu stanowisk w organach innych spółek.

Ponadto zgodnie ze Statutem do kompetencji Rady Nadzorczej należy wyrażanie zgody na:

- nabywanie (obejmowanie) lub rozporządzanie przez Spółkę następującymi składnikami majątku: (a) nieruchomościami, użytkowaniem wieczystym lub udziałami w nieruchomościach, (b) innymi niż nieruchomość składnikami rzeczowych aktywów trwałych, (c) akcjami, udziałami lub innymi tytułami uczestnictwa w spółkach – o wartości równej lub przekraczającej 5 mln EUR;
- obciążanie składników majątku spełniających kryteria, o których mowa powyżej, ograniczonymi prawami rzeczowymi na kwotę (sumę zabezpieczenia) równą lub przekraczającą 5 mln EUR;
- zawieranie przez Spółkę następujących umów: (a) umów, których zamiarem jest darowizna lub zwolnienie z długu, o wartości co najmniej 5 tys. EUR, (b) umów niezwiązanych ze statutowym przedmiotem działalności Spółki o wartości co najmniej 5 tys. EUR;
- udzielanie przez Spółkę poręczeń i gwarancji podmiotom innym niż spółki i spółdzielnie bezpośrednio i pośrednio zależne (w rozumieniu KSH);
- zawieranie przez Spółkę umów o budowie lub uruchomieniu połączenia z systemami elektroenergetycznymi innych krajów;
- zawieranie przez Spółkę innych niż wyżej wymienione umów lub zaciąganie innych niż wyżej wymienione zobowiązań – o wartości równej lub przekraczającej 100 mln EUR, przy czym nie wymaga wyrażenia zgody zawieranie przez Spółkę, ze spółkami bezpośrednio i pośrednio zależnymi (w rozumieniu KSH), umów lub zaciąganie zobowiązań mających za przedmiot obrót energią elektryczną;
- wypłatę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy.

Zgodnie ze Statutem Rada Nadzorcza składa się z siedmiu do dziewięciu członków. Członkowie Rady Nadzorczej, w tym Przewodniczący Rady, są powoływani oraz odwoływani przez Walne Zgromadzenie, z wyłączeniem dwóch członków Rady Nadzorczej, z których jednego powołuje i odwołuje w drodze pisemnego oświadczenia Skarb Państwa (uczestniczy on również w głosowaniu nad wyborem pozostałych członków Rady), a drugiego pracownicy Spółki zgodnie z regulaminem uchwalonym przez Radę Nadzorczą. Niedokonanie wyboru przedstawiciela pracowników,

jak również brak takiego przedstawiciela w składzie Rady Nadzorczej, nie stanowi przeszkody do podejmowania ważnych uchwał przez Radę Nadzorczą. Ponadto, zgodnie ze Statutem, w skład Rady Nadzorczej powinna wchodzić co najmniej jedna osoba powoływana przez Walne Zgromadzenie spośród osób spełniających kryteria niezależności określone w zasadach ładu korporacyjnego uchwalanych przez Radę Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A., tj. spełniająca kryteria, o których mowa w punkcie III.6 dokumentu „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW" przyjętego uchwałą Rady Giełdy Nr 12/1170/2007 z dnia 4 lipca 2007 roku, przy czym zgodnie ze Statutem postanowienie to nie stosuje się w okresie do dnia złożenia przez Spółkę wniosku o dopuszczenie przynajmniej jednej akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym (włącznie z tym dniem). Powołanie członków Rady Nadzorczej następuje na wspólną kadencję, która trwa trzy lata. Przewodniczącego Rady Nadzorczej wyznacza Walne Zgromadzenie. Wiceprzewodniczący i Sekretarz Rady Nadzorczej są wybierani przez Radę Nadzorczą. Członkowie Rady Nadzorczej powinni spełniać wymogi wskazane w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 września 1997 roku w sprawie szkoleń i egzaminów dla kandydatów na członków rad nadzorczych spółek, w których Skarb Państwa jest jedynym akcjonariuszem, oraz wynagrodzeń członków rad nadzorczych tych spółek (Dz.U. z 1997 roku, Nr 110, poz. 718, z późn. zm.). Zgodnie ze Statutem członek Rady Nadzorczej składa na piśmie rezygnację Zarządowi.

Niepowołanie przez Skarb Państwa członka Rady Nadzorczej w ramach powyższego uprawnienia lub niedokonanie wyboru przez Walne Zgromadzenie niezależnych członków Rady Nadzorczej, o których mowa powyżej, jak również brak takich osób w składzie Rady Nadzorczej nie stanowi przeszkody do podejmowania ważnych uchwał przez Radę Nadzorczą.

Regulamin Rady Nadzorczej, zatwierdzony uchwałą Rady Nadzorczej nr 52/VIII/2009 z dnia 4 maja 2009 roku, określa szczegółowo kompetencje Rady Nadzorczej Spółki. Rada Nadzorcza wykonuje swoje czynności kolegialne, może jednak powoływać ze swego grona doraźne komisje oraz z ważnych powodów delegować poszczególnych członków do samodzielnego pełnienia określonych czynności nadzorczych na czas oznaczony. Regulamin przewiduje, iż członkom Rady Nadzorczej przysługuje wynagrodzenie. Jeden członek Rady Nadzorczej jest wybierany przez pracowników Spółki, zgodnie z regulaminem przeprowadzania wyborów członków Rady Nadzorczej PGE wybieranych przez pracowników Spółki. Regulamin ten określa krąg osób, którym przysługuje czynne oraz bierne prawo wyborcze. Ponadto zawiera postanowienia dotyczące powoływania oraz kompetencji zakładowej komisji wyborczej, zgłaszania kandydatów na członków Rady Nadzorczej oraz sporządzania spisu wyborców, a także ustalania wyników wyborów i stwierdzenia ich ważności.

2.2. Skład Rady Nadzorczej

W skład Rady Nadzorczej wchodzą obecnie następujące osoby:

- Pan Marcin Zieliński, Przewodniczący Rady Nadzorczej;
- Pan Maciej Bałtowski, członek Rady Nadzorczej, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej;
- Pan Jacek Barylski, członek Rady Nadzorczej;
- Pan Wojciech Cichoński, członek Rady Nadzorczej, Sekretarz Rady Nadzorczej;
- Pani Małgorzata Dec, członek Rady Nadzorczej;
- Pan Ryszard Malarski, członek Rady Nadzorczej;
- Pani Katarzyna Prus, członek Rady Nadzorczej;
- Pan Zbigniew Szmuniewski, członek Rady Nadzorczej.

Członkowie Rady Nadzorczej zostali powołani na obecną kadencję z dniem 18 sierpnia 2008 roku, z wyjątkiem Pana Ryszarda Malarskiego, który został powołany z dniem 14 stycznia 2009 roku, oraz Pani Małgorzaty Dec, która została powołana z dniem 30 lipca 2009 roku. Kadencja Rady Nadzorczej upłynie w dniu 18 sierpnia 2011 roku. Poniżej przedstawiono opis wiedzy oraz doświadczenia zawodowego członków Rady Nadzorczej.

2.2.1. Pan Marcin Zieliński

Lat 37. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 1998-2000 uczęszczał do Krajowej Szkoły Administracji Publicznej w Warszawie. W 2002 roku ukończył Podyplomowe Studium Finansów w Szkole Głównej Handlowej. W latach 2003-2004 odbył aplikację legislacyjną.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: od lutego 2008 roku Dyrektor Departamentu Nadzoru Właścicielskiego i Prywatyzacji III w Ministerstwie Skarbu Państwa.

Członkostwo w radach nadzorczych: od marca 2008 roku do lipca 2008 roku członek rady nadzorczej Stoczni Gdynia S.A. z siedzibą w Gdyni; od listopada 2008 roku do maja 2009 roku członek rady nadzorczej Elektrowni Wodnej Żarnowiec S.A. z siedzibą w Gniewinie; od maja 2009 roku wiceprzewodniczący rady nadzorczej PHZ Baltona S.A. z siedzibą w Warszawie.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Marcina Zielińskiego jest Ministerstwo Skarbu Państwa (ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa).

2.2.2. Pan Maciej Bałtowski

Lat 56. Profesor zwyczajny na Wydziale Ekonomicznym Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie. Autor wielu prac naukowych poświęconych problematyce transformacji gospodarki polskiej, prywatyzacji, funkcjonowaniu przedsiębiorstw sprywatyzowanych oraz nadzorowi właścicielskiemu państwa. Współautor kilku projektów nowelizacji Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1994-2003 Kierownik Katedry Organizacji Przedsiębiorstwa Politechniki Lubelskiej; obecnie Dyrektor Instytutu Ekonomii Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie.

Członkostwo w radach nadzorczych: 1998-2000 przewodniczący rady nadzorczej Wschodniego Banku Cukrownictwa S.A. z siedzibą w Lublinie; 2001-2002 przewodniczący rady nadzorczej Lubelskiej Fabryki Wag FAWAG S.A. z siedzibą w Lublinie; od sierpnia 2007 roku do lipca 2008 roku przewodniczący rady nadzorczej Miejskiego Przedsiębiorstwa Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie.

W latach 1999-2007 był wspólnikiem Centrum Kształcenia Menedżerów Przemysłowych Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie.

Głównym miejscem pracy Pana Macieja Bałtowskiego jest Instytut Ekonomii Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie (plac Marii Curie -Skłodowskiej 5, 20-031 Lublin).

2.2.3. Pan Jacek Barylski

Lat 41. Radca Prawny. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Łódzkiego. W 2001 roku ukończył studia podyplomowe w zakresie finansów w Szkole Głównej Handlowej.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: od 1998 roku Dyrektor Departamentu Gwarancji i Poręczeń w Ministerstwie Finansów; pełni również funkcję Przewodniczącego Komitetu Sterującego ds. Realizacji Rządowego Programu Wspierania Przedsiębiorczości z wykorzystaniem poręczeń i gwarancji w Banku Gospodarstwa Krajowego.

Członkostwo w radach nadzorczych: od kwietnia 2002 roku do marca 2003 roku członek rady nadzorczej Polskiego Monopolu Loteryjnego Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie oraz od listopada 2002 roku do marca 2003 roku członek rady nadzorczej PKP Cargo S.A. z siedzibą w Warszawie; od lipca 2003 roku do maja 2008 roku członek rady nadzorczej Warszawskiego Rolno-Spożywczego Rynku Hurtowego S.A. z siedzibą w Warszawie; od 2003 roku członek rady nadzorczej PKP S.A. z siedzibą w Warszawie.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Jacka Barylskiego jest Ministerstwo Finansów Departament Gwarancji i Poręczeń (ul. Świętokrzyska 12, 00-049 Warszawa).

2.2.4. Pan Wojciech Cichoński

Lat 51. Absolwent Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończył również podyplomowe studia z zakresu rynku energii na Politechnice Warszawskiej. Ponadto uczestniczył w licznych szkoleniach w zakresie: nadzoru właścicielskiego, analiz sprawozdań finansowych oraz energetyki jądrowej. Złożył egzamin dla członków rad nadzorczych spółek Skarbu Państwa.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1989-1992 Dyrektor Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Złocieńcu woj. zachodniopomorskie; 1992-1994 Burmistrz miasta Białogard; 1994-1996 zastępca dyrektora w prywatnej spółce; od 13 stycznia 1997 roku pracownik Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A., a po przekształceniu pracownik PGE Polska Grupa Energetyczna S.A od 2002 roku przewodniczący Komisji Międzyzakładowej Organizacji Międzyzakładowej Nr 2897 NSZZ Solidarność w PGE; od 2006 roku członek rady i prezydium rady Sekcji Krajowej Energetyki NSZZ Solidarność.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Wojciecha Cichońskiego jest siedziba Emitenta (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa).

2.2.5. Pani Małgorzata Dec

Lat 29. Doktor nauk ekonomicznych. Absolwentka Szkoły Głównej Handlowej. W 2006 ukończyła studia doktoranckie w Kolegium Zarządzania i Finansów Szkoły Głównej Handlowej. Autorka publikacji naukowych z zakresu finansów, bankowości i ubezpieczeń społecznych. Ponadto uczestniczka licznych szkoleń z zakresu: negocjacji, zarządzania jakością, zarządzania projektami oraz procesami biznesowymi, kierowania zespołem.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 2003-2009 zatrudnienie na stanowiskach eksperckich i kierowniczych w Zakładzie Ubezpieczeń Społecznych; od czerwca 2009 roku naczelnik Wydziału Koordynacji Procesów Prywatyzacji w Departamencie Analiz Ministerstwa Skarbu Państwa.

Członkostwo w radach nadzorczych: od września 2009 roku przewodnicząca rady nadzorczej Nafty Polskiej S.A. z siedzibą w Warszawie, od czerwca 2009 roku do września 2009 roku członek rady nadzorczej Warszawskiego Rolno-Spożywczego Rynku Hurtowego S.A. z siedzibą w Broniszach.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pani Małgorzaty Dec jest Ministerstwo Skarbu Państwa, Departament Analiz (ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa).

2.2.6. Pan Ryszard Malarski

Lat 53. Absolwent Wydziału Inżynierii Lądowej Politechniki Wrocławskiej. Ponadto odbył szereg szkoleń z zakresu geodezji, ochrony powodziowej, zamówień publicznych, technologii oczyszczania ścieków.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: 1989-1995 dyrektor oraz prezes zarządu w Przedsiębiorstwie Budownictwa Lądowego sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu; 1995-1998 dyrektor oraz od 1995 roku do chwili obecnej prezes zarządu w „Ekologiczne Systemy Oczyszczania Ścieków -Wrocław" Sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu; od lipca 1999 roku do chwili obecnej konsultant/koordynator Banku Światowego; od maja 2000 roku do września 2000 roku zastępca dyrektora Międzynarodowej Komisji Ochrony Odry; od lutego 2008 roku dyrektor ds. inwestycji w Teatrze Nowym w Warszawie.

Pan Ryszard Malarski zawiązał dwie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością z zakresu inżynierii lądowej: Przedsiębiorstwo Budownictwa Lądowego sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu oraz Ekologiczne Systemy Oczyszczania Ścieków-Wrocław sp. z o.o. z siedzibą we Wrocławiu. Obie spółki zaprzestały działalności przed objęciem przez Pana Ryszarda Malarskiego funkcji w Radzie Nadzorczej.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Ryszarda Malarskiego jest Bank Światowy (ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa).

2.2.7. Pani Katarzyna Prus

Lat 41. Radca Prawny. Absolwentka Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego. Ukończyła również Studium Integracji Europejskiej w Krajowej Szkole Administracji Publicznej w Warszawie.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: od 1996 roku zatrudniona w Ministerstwie Skarbu Państwa, obecnie na stanowisku Naczelnika Wydziału w Departamencie Zastępstwa Procesowego; 1997-2001 prowadziła wykłady z zakresu prawa spółek handlowych i prawa cywilnego; od 2001 roku członek komisji egzaminacyjnych do przeprowadzania egzaminów dla kandydatów na członków rad nadzorczych w spółkach z udziałem Skarbu Państwa.

Członkostwo w radach nadzorczych: 2001-2004 przewodnicząca rady nadzorczej Zespołu Elektrociepłowni Poznańskich S.A. z siedzibą w Poznaniu; 2001-2006 wiceprzewodnicząca i przewodnicząca rady nadzorczej Uzdrowiska „Lądek-Długopole" S.A. z siedzibą w Lądku-Zdroju; 2004-2005 członek rady nadzorczej Południowego Koncernu Energetycznego S.A. z siedzibą w Katowicach; od listopada 2005 roku do sierpnia 2008 roku wiceprzewodnicząca, a następnie przewodnicząca, rady nadzorczej w Przedsiębiorstwie Spedycji Międzynarodowej C.Hartwig -Katowice S.A. z siedzibą w Katowicach; od października 2005 roku członek, a następnie przewodnicząca, rady nadzorczej Fabryki Elementów Złącznych S.A. z siedzibą w Siemianowicach Śląskich.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pani Katarzyny Prus jest Ministerstwo Skarbu Państwa (ul. Krucza 36/Wspólna 6, 00-522 Warszawa).

2.2.8. Pan Zbigniew Szmuniewski

Lat 60. Absolwent Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Marii Curie-Skłodowskiej w Lublinie. Posiada Dyplom Międzynarodowej Szkoły Handlu oraz Dyplom Maklera Giełdowego Ukrainy.

Doświadczenie zawodowe w zakresie zarządzania: przez 13 lat Dyrektor w Urzędzie Wojewódzkim; przez 2 lata prezes zarządu Banku BDK Ukraina Ltd. na Ukrainie oraz główny specjalista w PKO S.A. z siedzibą w Warszawie. Dwukrotnie Radca Handlowy Ambasady RP w Kijowie – w latach 1995-1998 oraz 2004-2007.

Członkostwo w radach nadzorczych: 2003-2004 przewodniczący rady nadzorczej UNIMOR S.A. z siedzibą w Gdańsku.

Głównym miejscem wykonywania pracy Pana Zbigniewa Szmuniewskiego jest Ministerstwo Gospodarki (plac Trzech Krzyży 3/5, 00-507 Warszawa).

3. Członkowie kierownictwa PGE

Poza członkami Zarządu i Rady Nadzorczej nie występują inne osoby zarządzające wyższego szczebla, które mają znaczenie dla stwierdzenia, że Emitent i Grupa posiadają stosowną wiedzę i doświadczenie do zarządzania swoją działalnością (Członkowie Kierownictwa).

4. Komitety i ład korporacyjny

4.1. Komitet ds. Audytu i Komitet ds. Nominacji i Wynagrodzeń

Zgodnie ze Statutem Regulamin Rady Nadzorczej lub uchwała Walnego Zgromadzenia może przewidywać powstanie w ramach Rady Nadzorczej komitetów, w szczególności zaś Komitetu ds. Audytu oraz Komitetu ds. Wynagrodzeń. Regulamin Rady Nadzorczej przewiduje możliwość powoływania komitetów stałych lub *ad hoc*, działających jako kolegialne organy doradcze i opiniotwórcze Rady Nadzorczej.

Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej zadaniem Komitetu ds. Audytu jest doradztwo na rzecz Rady Nadzorczej w kwestiach właściwego wdrażania zasad sprawozdawczości budżetowej i finansowej oraz kontroli wewnętrznej Spółki i Grupy oraz współpraca z biegłymi rewidentami Spółki. Posiedzenia Komitetu ds. Audytu powinny odbywać się nie rzadziej niż raz na kwartał, przed opublikowaniem przez Spółkę sprawozdań

finansowych. W skład Komitetu ds. Audytu wchodzi: Wojciech Cichoński (Przewodniczący Komitetu), Jacek Barylski, Zbigniew Szmuniewski, Marcin Zieliński i Małgorzata Dec.

Zgodnie z Regulaminem Rady Nadzorczej zadaniem Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń jest wspomaganie osiągania celów strategicznych Spółki poprzez przedstawianie Radzie Nadzorczej opinii i wniosków w sprawie kształtowania struktury zarządzania, w tym w kwestii rozwiązań organizacyjnych, systemu wynagrodzeń oraz doboru kadry o odpowiednich kwalifikacjach. W skład Komitetu ds. Nominacji i Wynagrodzeń wchodzi: Maciej Bałtowski (Przewodniczący Komitetu), Jacek Barylski, Wojciech Cichoński, Katarzyna Prus i Marcin Zieliński.

4.2. Zasady ładu korporacyjnego

Zgodnie z Regulaminem GPW Rada Giełdy może uchwalać zasady ładu korporacyjnego dla spółek będących emitentami akcji i innych papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu giełdowego, które powinny być stosowane przez tych emitentów. Na dzień Prospektu obowiązywały zasady ładu korporacyjnego zawarte w dokumencie „Dobre Praktyki Spółek Notowanych na GPW" stanowiącym załącznik do uchwały nr 12/1170/2007 Rady Giełdy z dnia 4 lipca 2007 roku.

Na dzień Prospektu Emitent nie przestrzega wszystkich rekomendacji określonych w Dobrych Praktykach Spółek Notowanych na GPW, przy czym po dopuszczeniu Akcji do obrotu na GPW, Zarząd zamierza podjąć czynności mające na celu doprowadzenie do przestrzegania wszystkich zasad przewidzianych w tym dokumencie (w takim zakresie, w jakim Zarząd może mieć wpływ na przestrzeganie powołanych powyżej rekomendacji). Należy podkreślić, iż decyzja co do przestrzegania części zasad określonych w Dobrych Praktykach Spółek Notowanych na GPW należeć będzie do akcjonariuszy Spółki oraz do Rady Nadzorczej. W szczególności Statut przewiduje wymóg powołania do składu Rady Nadzorczej, po złożeniu przez Spółkę wniosku o dopuszczenie przynajmniej jednej akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym, jednego członka Rady Nadzorczej spełniającego kryteria niezależności określone w Dobrych Praktykach Spółek Notowanych na GPW, a nie co najmniej dwóch takich członków zgodnie z rekomendacjami zawartymi w tym dokumencie. Ze względu na fakt, że po przeprowadzeniu Oferty największym akcjonariuszem Spółki pozostanie Skarb Państwa, w praktyce przestrzeganie rekomendacji zawartych w Dobrych Praktykach Spółek Notowanych na GPW w zakresie należącym do kompetencji Walnego Zgromadzenia, w tym w zakresie wyboru członków Rady Nadzorczej, zależeć będzie od decyzji Skarbu Państwa. Do dnia Prospektu Skarb Państwa nie określił swego stanowiska w tym względzie.

Zgodnie z Regulaminem GPW w przypadku, gdy określona zasada ładu korporacyjnego nie będzie stosowana w sposób trwały lub zostanie naruszona incydentalnie, Emitent będzie zobowiązany opublikować raport zawierający informacje o tym, jaka zasada nie jest stosowana lub nie została zastosowana, jakie były okoliczności i przyczyny niezastosowania zasady oraz w jaki sposób Emitent zamierza usunąć ewentualne skutki niezastosowania danej zasady lub jakie kroki zamierza podjąć, by zmniejszyć ryzyko niezastosowania zasad ładu korporacyjnego w przyszłości. Raport powinien zostać opublikowany na oficjalnej stronie internetowej Emitenta oraz w trybie analogicznym do stosowanego do przekazywania raportów bieżących zgodnie z wymogami, o których mowa w § 29 Regulaminu GPW. Obowiązek ten powstaje niezwłocznie po powstaniu uzasadnionego przeświadczenia po stronie Emitenta, że dana zasada nie będzie stosowana lub że nie zostanie zastosowana, w każdym zaś przypadku niezwłocznie po zaistnieniu zdarzenia stanowiącego naruszenie zasady ładu korporacyjnego.

5. Akcje posiadane przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej

W okresie ostatnich pięciu lat kalendarzowych i do dnia Prospektu członkowie Zarządu i Rady Nadzorczej posiadali następujące akcje i udziały w spółkach (w odniesieniu do spółek publicznych uwzględniono jedynie pakiety akcji uprawniające do co najmniej 5% ogólnej liczby głosów w spółce):

– Pan Maciej Bałtowski (członek Rady Nadzorczej): 15 udziałów spółki Centrum Kształcenia Menedżerów Przemysłowych Sp. z o.o. z siedzibą w Lublinie (udziały zbyte w styczniu 2007 roku);

– Pan Tomasz Zadroga (członek Zarządu): 22 udziały spółki HPR GROUP Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie (udziały zbyte w kwietniu 2007 roku).

6. Wynagrodzenia członków Zarządu i Rady Nadzorczej

6.1. Zasady ustalania i wysokość wynagrodzeń wypłaconych członkom Zarządu w 2008 roku

Członkowie Zarządu są zatrudnieni na podstawie umów o pracę. Wysokość wynagrodzeń i świadczeń na rzecz członków Zarządu ustalana jest zgodnie z przepisami Ustawy Kominowej. Zgodnie z tą ustawą wypłata wynagrodzeń i świadczeń na rzecz członków Zarządu może mieć następujące formy: wynagrodzenie miesięczne, nagroda roczna, świadczenia dodatkowe, odprawa.

Zgodnie z postanowieniami powołanej Ustawy Kominowej maksymalne miesięczne wynagrodzenie Członka Zarządu Spółki stanowi 6-krotność miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w IV kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa GUS.

Zgodnie z powołaną ustawą członkom Zarządu może zostać przyznana nagroda roczna. Wysokość nagrody rocznej nie może przekroczyć 3-krotności ich przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego w roku poprzedzającym przyznanie nagrody. Zasady przyznawania nagrody rocznej określone są w Rozporządzeniu Ministra Skarbu Państwa z dnia 12 marca 2001 roku w sprawie szczegółowych zasad i trybu przyznawania nagrody rocznej osobom kierującym niektórymi podmiotami prawnymi oraz wzoru wniosku o przyznanie nagrody rocznej (Dz.U. z 2001 roku, Nr 22, poz. 259, z późn. zm.).

Zgodnie z Ustawą Kominową członkom Zarządu mogą być przyznane także świadczenia dodatkowe z tytułu zatrudnienia. Maksymalna wartość świadczeń dodatkowych, przyznanych w ciągu roku, nie może przekroczyć 12-krotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia przyjętego dla ustalenia wynagrodzenia miesięcznego. Wykaz świadczeń dodatkowych zawarty jest w Rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 21 stycznia 2003 roku w sprawie szczegółowego wykazu świadczeń dodatkowych, które mogą być przyznane osobom kierującym niektórymi podmiotami prawnymi, oraz trybu ich przyznawania (Dz.U. z 2003 roku, Nr 14, poz. 139).

Zgodnie z Ustawą Kominową, w przypadku odwołania ze stanowiska lub rozwiązania umowy o pracę albo umowy cywilnoprawnej, z przyczyn innych niż naruszenie podstawowych obowiązków ze stosunku zatrudnienia, członkom Zarządu może być przyznana odprawa w wysokości nie wyższej niż 3-krotność wynagrodzenia miesięcznego.

Do członków Zarządu w ograniczonym zakresie stosują się także niektóre postanowienia przyjęte w Zakładowym Układzie Zbiorowym Pracy z dnia 7 października 1999 roku PSE oraz niektóre postanowienia Ponadzakładowego Układu Zbiorowego Pracy dla Pracowników Przemysłu Energetycznego z dnia 13 maja 1993 roku. Zgodnie z tymi aktami członkom Zarządu przysługują pewne świadczenia, takie jak prawo do korzystania z energii elektrycznej w ilości nieprzekraczającej 3.000 kWh w roku po cenie równej 20% ceny wskazanej w obowiązującej taryfie dla gospodarstw domowych oraz prawo korzystania z pakietu opieki medycznej w Lux-Med o wartości 1.210,80 PLN w 2008 roku.

Na podstawie uchwały Rady Nadzorczej z dnia 23 października 2008 roku członkom Zarządu zostały przyznane świadczenia dodatkowe w formie ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej członków Zarządu. W ramach umowy ubezpieczenia zawartej w dniu 24 października 2008 roku przez Emitenta z TU Allianz Polska S.A. ubezpieczeniem została objęta odpowiedzialność cywilna członków Zarządu z tytułu pełnionej funkcji. Umowa została zawarta na okres roku, począwszy od dnia 24 października 2008 roku do dnia 23 października 2009 roku. Całkowita wartość tego świadczenia dodatkowego wyniosła w 2008 roku 9.900,03 PLN, natomiast w 2009 roku do dnia 30 czerwca wyniosła 9.900,00 PLN. W 2009 roku na mocy aneksu, zgodnie z opisem przedstawionym w punkcie 6.2. poniżej, ochroną ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej objęto także członków Rady Nadzorczej. Dodatkowo, zgodnie z powyższą uchwałą Rady Nadzorczej, członkom Zarządu zostało przyznane świadczenie dodatkowe w formie ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej związanej z prospektem emisyjnym. Zawarcie umowy ubezpieczenia jest planowane po zatwierdzeniu Prospektu przez KNF.

Powyżej opisane świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu w 2008 roku nie przekroczyły maksymalnej wartości przewidzianej w Ustawie Kominowej, tj. w skali roku i w odniesieniu do poszczególnych osób, 12-krotności przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia przyjętego dla ustalenia wynagrodzenia miesięcznego członków Zarządu.

W tabeli poniżej zawarto informacje na temat wysokości wynagrodzenia wypłaconego przez Emitenta oraz podmioty z Grupy inne niż Emitent w 2008 roku (w ujęciu kosztowym bez narzutów) obecnym członkom Zarządu Emitenta, którzy pełnili swe funkcje w 2008 roku, w podziale na poszczególne osoby.

Tabela 1: Informacje na temat wysokości wynagrodzenia wypłaconego przez Emitenta, podmioty z Grupy inne niż Emitent oraz Polkomtel w 2008 roku obecnym członkom Zarządu Emitenta, którzy pełnili swe funkcje w 2008 roku, w podziale na poszczególne osoby

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Data powołania na stanowisko w obecnej kadencji Zarządu	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2008 roku	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez podmioty z Grupy inne niż Emitent oraz Polkomtel w 2008 roku (wraz ze wskazaniem funkcji pełnionej w podmiocie)
Tomasz Zadroga	Prezes Zarządu	1 sierpnia 2008 roku	93.087,60 PLN*	12.574,99 PLN** (przewodniczący rady nadzorczej Exatel od sierpnia 2008 roku) 77.456,11 PLN** (przewodniczący rady nadzorczej Polkomtel od września 2008 roku)
Piotr Szymanek	Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych	21 lipca 2008 roku	100.372,72 PLN*	14.217,00 PLN* (członek rady nadzorczej Elektrowni Bełchatów od września 2008 roku do marca 2009 roku) 11.988,52 PLN* (przewodniczący rady nadzorczej PGE GiE od września 2008 roku do lipca 2009 roku)
Wojciech Topolnicki	Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i Finansów	1 lipca 2008 roku	111.512,94 PLN*	27.150,55 PLN* (przewodniczący rady nadzorczej Elektrowni Opole od września 2008 roku) 12.411,68 PLN* (przewodniczący rady nadzorczej PGE Energia Odnawialna od września 2008 roku do 28 czerwca 2009 roku)
Marek Trawiński	Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych	28 lipca 2008 roku	96.325,43 PLN*	117.407,14 PLN** (członek rady nadzorczej Polkomtel od maja 2008 roku do lipca 2008 roku oraz od września 2008 roku)

* W ujęciu kosztowym bez narzutów

** Kwota wykazana w rocznym zeznaniu podatkowym za 2008 rok

Źródło: Emitent

Wynagrodzenie, wraz z narzutami, wypłacone przez Spółkę wszystkim osobom, które pełniły funkcje członków Zarządu w roku obrotowym 2008 wyniosło łącznie 1.498 tys. PLN, przy czym informacja o wysokości wynagrodzeń osób niewchodzących w skład Zarządu na dzień Prospektu została pominięta w powyższej tabeli. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku pan Marek Szostek nie otrzymał żadnego wynagrodzenia ani od PGE ani od spółek z Grupy PGE.

6.2. Zasady ustalania i wysokość wynagrodzeń wypłaconych członkom Rady Nadzorczej

Zasady wynagradzania członków Rady Nadzorczej ustalane są na podstawie Ustawy Kominowej, zgodnie z którą może mieć ono wysokość maksymalnie jednego przeciętnego, miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw bez wypłat nagród z zysku w IV kwartale roku poprzedniego, ogłoszonego przez Prezesa GUS.

W tabeli poniżej zawarto informacje na temat wysokości wynagrodzenia wypłaconego przez Emitenta oraz podmioty z Grupy inne niż Emitent w 2008 roku (w ujęciu kosztowym) obecnym członkom Rady Nadzorczej Emitenta, którzy pełnili swe funkcje w 2008 roku, w podziale na poszczególne osoby.

Tabela 2: Informacje na temat wysokości wynagrodzenia wypłaconego przez Emitenta oraz podmioty z Grupy inne niż Emitent w 2008 roku (w ujęciu kosztowym) obecnym członkom Rady Nadzorczej Emitenta, którzy pełnili swe funkcje w 2008 roku, w podziale na poszczególne osoby

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Data powołania na stanowisko w obecnej kadencji Rady Nadzorczej	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2008 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2008 roku z tytułu umowy o pracę	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez podmioty z Grupy inne niż Emitent w 2008 roku (wraz ze wskazaniem funkcji pełnionej w podmiocie)
Marcin Zieliński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	24.022,61 PLN	-	7.677,00 PLN (członek rady nadzorczej Elektrowni Wodnej Żarnowiec S.A. od listopada 2008 roku do maja 2009 roku)
Maciej Bałtowski	członek Rady Nadzorczej, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	31.136,20 PLN	-	-
Jacek Barylski	członek Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	24.022,61 PLN	-	-
Wojciech Cichoński	członek Rady Nadzorczej, Sekretarz Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	37.235,04 PLN	158.539,40 PLN	-
Katarzyna Prus	członek Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	13.813,00 PLN	-	-
Zbigniew Szmuniewski	członek Rady Nadzorczej	18 sierpnia 2008 roku	31.136,20 PLN	-	-
Razem			161.365,66 PLN	-	-

Źródło: Emitent

Wynagrodzenie wypłacone przez Spółkę wszystkim osobom, które pełniły funkcje członków Rady Nadzorczej w roku obrotowym 2008, wniosły łącznie 294.344,26 PLN, przy czym informacja o wysokości wynagrodzeń osób niewchodzących w skład Rady Nadzorczej na dzień Prospektu została pominięta w powyższej tabeli. W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2008 roku pan Ryszard Malarski oraz Pani Małgorzata Dec nie otrzymali żadnego wynagrodzenia ani od PGE, ani od spółek z Grupy PGE.

W 2008 roku świadczenia dodatkowe nie były wypłacane członkom Rady Nadzorczej. W 2009 roku na mocy aneksu do umowy ubezpieczenia zawartej w dniu 24 października 2008 roku przez Emitenta z TU Allianz Polska S.A., której opis przedstawiono w pkt 6.1. powyżej, członkom Rady Nadzorczej przyznano świadczenia dodatkowe w formie ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej członków Rady Nadzorczej.

6.3. Umowy z członkami Zarządu i Rady Nadzorczej określające świadczenia wypłacane w dniu rozwiązania stosunku pracy z Emitentem

Członkowie Zarządu są zatrudnieni na podstawie umów o pracę. Zgodnie z zawartymi umowami, w razie odwołania członka Zarządu lub rozwiązania zawartej z nim umowy o pracę członkowi Zarządu przysługuje odprawa pieniężna, płatna jednorazowo, w wysokości 3-krotności wynagrodzenia miesięcznego z miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym nastąpiło wygaśnięcie mandatu danego członka Zarządu, z zastrzeżeniem wyjątków przewidzianych w umowie o pracę. W szczególności odprawa nie przysługuje m.in. w przypadku odwołania członka Zarządu z niektórych przyczyn uzasadniających rozwiązanie umowy o pracę bez wypowiedzenia przewidzianych w prawie pracy, prowadzenia przez członka Zarządu działań na szkodę lub spowodowanie szkody w majątku Emitenta bądź w przypadku złożenia przez członka Zarządu rezygnacji. Ponadto umowy o pracę przewidują, że członkom Zarządu mogą być przyznane, odrębną decyzją, przez właściwy organ świadczenia dodatkowe w wysokości i na warunkach określonych w Ustawie Kominowej. Dodatkowo, ze wszystkimi członkami Zarządu Emitent zawarł odrębne umowy o zakazie konkurencji. Umowy takie określają w szczególności okres trwania takiego zakazu, jak również wysokość wynagrodzenia członka Zarządu z tytułu takiego powstrzymania się od zajmowania się interesami konkurencyjnymi. Co do zasady, przez okres trwania ograniczenia w zajmowaniu się interesami konkurencyjnymi wynoszący sześć miesięcy, począwszy od daty rozwiązania umowy o pracę, Emitent zobowiązany jest do wypłaty członkowi Zarządu comiesięcznego odszkodowania w wysokości równej wartości miesięcznego wynagrodzenia otrzymanego przez danego członka Zarządu za ostatni pełny miesiąc obowiązywania jego umowy o pracę. Odszkodowanie z tytułu zakazu zajmowania się interesami konkurencyjnymi nie przysługuje w przypadku zatrudnienia członka Zarządu w Grupie Emitenta.

Ponadto Emitent może z ważnych powodów zwolnić pracownika z zakazu zajmowania się interesami konkurencyjnymi i jednostronnie rozwiązać umowę o zakazie konkurencji, w szczególności w przypadku m.in. podjęcia przez członka Zarządu świadczenia usług w oparciu o inną podstawę prawną niż umowa o pracę u innego pracodawcy należącego do Grupy Kapitałowej Emitenta, co skutkuje wstrzymaniem wypłaty odszkodowania.

Poza powyższymi, członkom Zarządu nie przysługują żadne inne świadczenia z tytułu niepowołania na dalszą kadencję, odwołania ze składu Zarządu lub ich rezygnacji z pełnionej funkcji.

Członkowie Rady Nadzorczej nie są uprawnieni do otrzymania jakichkolwiek świadczeń z tytułu niepowołania na dalszą kadencję, odwołania ze składu Rady Nadzorczej lub ich rezygnacji z pełnionej funkcji.

6.4. Rezerwa na poczet świadczeń emerytalnych, rentowych i innych świadczeń na rzecz członków Zarządu i Rady Nadzorczej

Emitent ani podmioty z Grupy PGE nie utworzyły rezerw na poczet świadczeń emerytalnych, rentowych i innych podobnych świadczeń na rzecz członków Zarządu i Rady Nadzorczej PGE.

7. Informacje w sprawie zamiaru uczestniczenia w Ofercie Publicznej przez członków Zarządu i Rady Nadzorczej

Zgodnie z oświadczeniami członków Zarządu i Rady Nadzorczej niektórzy z nich nie wykluczają nabywania Akcji Oferowanych w ramach Oferty, jednakże żadna z tych osób nie zadeklarowała zamiaru nabycia Akcji Oferowanych w liczbie przekraczającej 5% wielkości Oferty Publicznej. Nie istnieją żadne ograniczenia uzgodnione przez osoby wchodzące w skład Zarządu i Rady Nadzorczej w zakresie zbycia w określonym czasie papierów wartościowych Emitenta.

8. Oświadczenie dotyczące członków Zarządu i Rady Nadzorczej

Zgodnie z oświadczeniem złożonym przez Panią Katarzynę Prus, w dniu 1 grudnia 2008 roku zarząd Przedsiębiorstwa Spedycji Międzynarodowej C.Hartwig-Katowice S.A., w którym Pani Katarzyna Prus od listopada 2005 do sierpnia 2008 była wiceprzewodniczącą, a następnie przewodniczącą rady nadzorczej, złożył wniosek o ogłoszenie upadłości z możliwością zawarcia układu. W dniu 24 lutego 2009 roku Sąd Rejonowy Katowice – Wschód w Katowicach, Wydział X Gospodarczy, ogłosił upadłość Przedsiębiorstwa Spedycji Międzynarodowej C.Hartwig -Katowice S.A. obejmującą likwidację majątku dłużnika oraz oddalił wniosek o ogłoszenie upadłości z możliwością zawarcia układu.

Zgodnie z oświadczeniami członków Zarządu i Rady Nadzorczej, poza przypadkami opisanymi w Prospekcie: (i) żaden z podmiotów, w których sprawowali funkcje członków organów administracyjnych, zarządzających i nadzorczych lub funkcje zarządzające wyższego szczebla, w okresie pięciu lat przed datą opublikowania Prospektu nie był przedmiotem upadłości, zarządu komisarycznego lub likwidacji; (ii) żaden z nich nie został publicznie oskarżony/obwiniony ani nie zostały na niego nałożone sankcje przez organy ustawowe lub regulacyjne (w tym uznane korporacje zawodowe), w okresie pięciu lat przed datą Prospektu; (iii) żaden z nich nie otrzymał sądowego zakazu działania jako członek organów administracyjnych, zarządzających lub nadzorczych jakiegokolwiek emitenta ani zakazu uczestniczenia w zarządzaniu lub prowadzeniu spraw jakiegokolwiek emitenta, w okresie pięciu lat przed datą Prospektu; (iv) żaden z nich nie był skazany za oszustwa w okresie pięciu lat poprzedzających datę Prospektu; (v) u żadnego z nich nie występuje konflikt interesów między ich obowiązkami względem PGE a ich prywatnymi interesami lub innymi obowiązkami; (vi) żaden z nich nie prowadzi innej działalności poza PGE (z wyjątkiem zasiadania w organach zarządzających lub nadzorczych innych spółek/podmiotów), która mogłaby mieć istotny wpływ na PGE; (vii) nie istnieją żadne umowy ani porozumienia z głównymi akcjonariuszami, klientami, dostawcami PGE lub innymi osobami, na mocy których którykolwiek z nich powołany został na stanowisko członka organów zarządzających lub nadzorczych lub funkcję zarządzającą wyższego szczebla w Spółce; oraz (viii) nie istnieją pomiędzy nimi żadne powiązania rodzinne.

XVI. STRUKTURA AKCJONARIATU

1. Jedyny akcjonariusz Spółki

Według stanu na dzień Prospektu jedynym akcjonariuszem Spółki jest Skarb Państwa, posiadający 100% akcji w kapitale zakładowym oraz ogólnej liczby głosów w Spółce. Akcje posiadane przez Skarb Państwa nie są uprzywilejowane, w szczególności co do prawa głosu lub dywidendy.

Statut zawiera natomiast szereg postanowień przyznających szczególne uprawnienia Skarbowi Państwa jako akcjonariuszowi w okresie do dnia złożenia przez Spółkę wniosku o dopuszczenie przynajmniej jednej akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym (włącznie z tym dniem). W szczególności, zgodnie ze Statutem, w tym okresie Skarbowi Państwa przysługuje prawo do otrzymywania: (i) informacji o Spółce w formie sprawozdania kwartalnego zgodnie z wytycznymi Ministra Skarbu Państwa, (ii) informacji o wszelkich istotnych zmianach w finansowej i prawnej sytuacji Spółki, (iii) zawiadomienia o zwołaniu Walnego Zgromadzenia listem poleconym lub pocztą kurierską za potwierdzeniem odbioru, jednocześnie z ogłoszeniem w Monitorze Sądowym i Gospodarczym, (iv) kopii wszystkich uchwał Rady Nadzorczej oraz protokołów z tych posiedzeń Rady Nadzorczej, na których dokonywana jest roczna ocena działalności Spółki, podejmowane są uchwały w sprawie powoływania, odwoływania albo zawieszania w czynnościach członków Zarządu oraz z tych posiedzeń, na których złożono zdania odrębne do podjętych uchwał, oraz (v) kopii informacji o udzielonych poręczeniach i gwarancjach, przekazywanych ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych na podstawie art. 34 Ustawy o Poręczeniach i Gwarancjach.

Ponadto, zgodnie ze Statutem, w tym okresie: (i) nie stosuje się postanowień dotyczących obowiązku powoływania jednej osoby w skład Rady Nadzorczej przez Walne Zgromadzenie spośród osób spełniających kryteria niezależności, określonych w zasadach ładu korporacyjnego uchwalanych przez Radę Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. (porównaj opis w punkcie 2.1. w Rozdziale XVI Prospektu), oraz (ii) Zarząd Spółki zobowiązany jest każdorazowo, niezwłocznie po wpisaniu do Krajowego Rejestru Sądowego zmian w Statucie, przesłać jednolity tekst Statutu do Ministra Gospodarki.

Pozostałe informacje o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa w stosunku do Spółki, w tym informacje o uprawnieniach przyznanych Skarbowi Państwa osobiście, zawarto w punkcie 9.2. Rozdziału VIII oraz w punkcie 4. Rozdziału XVIII Prospektu.

Informacje o przewidywanym rozwodnieniu po przeprowadzeniu Oferty zawarto w Rozdziale IV Prospektu.

2. Mechanizmy zapobiegające nadużywaniu kontroli

Statut nie przewiduje żadnych mechanizmów zapobiegających nadużywaniu kontroli nad Spółką.

3. Ustalenia mogące powodować w przyszłości zmianę kontroli nad Spółką

Zgodnie z informacją na temat zaktualizowanego Planu Prywatyzacji na lata 2008-2011 udostępnioną publicznie przez Ministerstwo Skarbu Państwa, po wprowadzeniu akcji PGE do publicznego obrotu na GPW w 2009 roku, Skarb Państwa zamierza sprzedać w 2010 roku na GPW do 10% akcji Emitenta w kilku transzach. Ponadto, zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, po połączeniu PGE GiE oraz PGE Energia z Emitentem, akcjonariusze tych spółek, którzy nabędą ich akcje zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, staną się akcjonariuszami PGE (porównaj opis w punkcie 4. poniżej). Emitentowi nie są znane żadne inne ustalenia, których realizacja mogłaby prowadzić do zmiany kontroli nad Spółką.

4. Opis wszelkich ustaleń dotyczących uczestnictwa pracowników w kapitale Emitenta

Spółka nie zawarła żadnych porozumień ani umów, na podstawie których pracownicy Grupy PGE uzyskaliby bezpośrednie prawo do nabycia akcji PGE. Ponadto pracownicy Emitenta nie są uprawnieni do nieodpłatnego nabycia akcji Emitenta na podstawie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji. Niemniej jednak, pracownicy niektórych spółek z Grupy PGE, którzy zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji nabyli lub są uprawnieni do nieodpłatnego nabycia akcji pracowniczych tych spółek, na mocy przepisów Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących mogą stać się w przyszłości akcjonariuszami PGE w wyniku połączenia PGE z PGE GiE oraz PGE Energia, co przewiduje wspomniana ustawa.

Zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji uprawnieni pracownicy ZEORK, ZEB, ZKE, ZEW-T, LUBZEL, RZE, ŁZE, ZEŁT, ZEDO, Elektrowni Turów, Elektrowni Opole, Elektrowni Bełchatów, KWB Bełchatów i KWB Turów („**Spółki Konsolidowane z Grupy PGE**") nabyli uprawnienia do nieodpłatnego nabycia do 15% akcji (z zastrzeżeniem dodatkowych ograniczeń określonych w tej ustawie) w tych spółkach.

Jednocześnie, zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących pracownicy Spółek Konsolidowanych z Grupy PGE albo ich spadkobiercy, którzy nabyli nieodpłatnie akcje tych spółek na podstawie Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji lub prawo do nabycia tych akcji, a także tzw. uprawnieni akcjonariusze, w tym pozostali akcjonariusze Spółek Konsolidowanych, uzyskali prawo do zamiany posiadanych przez nich akcji na akcje odpowiednich spółek konsolidujących, tj. PGE Energia lub PGE GiE. Oznacza to, iż uprawnieni pracownicy oraz akcjonariusze Spółek Konsolidowanych należących do grupy PGE Energia mogą dokonać zamiany akcji na akcje PGE Energia, natomiast uprawnieni pracownicy oraz akcjonariusze Spółek Konsolidowanych należących do grupy PGE GiE mogą dokonać zamiany akcji na akcje PGE GiE. Pula akcji przeznaczona do zamiany wynosi do 15% liczby akcji objętych przez Skarb Państwa odpowiednio w PGE Energia oraz PGE GiE w zamian za akcje spółek konsolidowanych z Grupy PGE wniesionych na pokrycie podwyższonych kapitałów w PGE Energia i PGE GiE. Zasady ustalania wartości akcji dla celów zamiany, parytet zamiany oraz tryb i terminy dokonywania zamiany określa Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących oraz przepisy wydane na jej podstawie. Termin do składania oświadczeń o zamiarze dokonania zamiany akcji upłynął w dniu 12 maja 2009 roku, a zakończenie procesu zamiany

akcji spółek konsolidowanych z Grupy PGE na akcje spółek konsolidujących przewidziane jest w drugiej połowie 2010 roku (porównaj opis w punkcie 9.3. w Rozdziale VIII Prospektu).

Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących przewiduje ponadto połączenie PGE z PGE Energia oraz PGE GiE poprzez przeniesienie całego majątku tych spółek na PGE (zgodnie z art. 492 §1 pkt 1 KSH). W wyniku połączenia akcjonariusze spółek PGE Energia oraz PGE GiE, którzy nabędą akcje tych spółek zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, staną się akcjonariuszami PGE. Proponowany parytet zamiany akcji spółek PGE GiE i PGE Energia na akcje PGE będzie określony w planie połączenia uzgodnionym przez zarządy łączących się spółek. Zgodnie z Ustawą o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących plan połączenia uwzględni spadkobierców uprawnionych pracowników i pozostałych akcjonariuszy spółek konsolidowanych. Przeprowadzenie połączenia wymagać będzie podjęcia szeregu czynności określonych w KSH, w tym podjęcia uchwał zatwierdzających połączenie przez walne zgromadzenia łączących się spółek. Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących nie określa żadnego terminu, w którym takie połączenie powinno nastąpić. Ryzyka prawne związane z nabywaniem akcji pracowniczych w Grupie PGE zostały przedstawione w punkcie 1.3.10. w Rozdziale II Prospektu.

PGE rozważa obecnie wprowadzenie Planu Konsolidacji Grupy PGE (porównaj opis w punkcie 6.3. w Rozdziale VII Prospektu), który zakłada m.in. połączenie Spółek Konsolidowanych z Grupy PGE. Wdrożenie Planu Konsolidacji w zależności od jego ostatecznego kształtu oraz harmonogramu może mieć wpływ na realizację uprawnień wynikających z Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących.

Ponadto Emitent zawarł gwarancyjne umowy społeczne z organizacjami związkowymi działającymi w pięciu tzw. spółkach obszarowych, to jest PSE-Centrum S.A., PSE-Wschód S.A., PSE-Zachód S.A., PSE-Północ S.A. i PSE-Południe S.A., których głównym przedmiotem działalności jest serwisowanie sieci przesyłowej na poszczególnych obszarach kraju. Do maja 2008 roku, kiedy to wszystkie akcje spółek obszarowych zostały przekazane przez PGE Skarbowi Państwa w formie dywidendy rzeczowej w ramach wydzielenia OSP (porównaj opis w punkcie 2. w Rozdziale VI Prospektu), Emitent był jedynym akcjonariuszem w tych spółkach. W umowach tych (ich głównym celem było udzielenie gwarancji pracowniczych na okres zasadniczo 5 lat od dnia rejestracji spółek obszarowych) przewidziano m.in. następujące prawa dla pracowników tych spółek: (i) prawo pierwszeństwa nabycia udziałów lub akcji danej spółki obszarowej przeznaczonych do zbycia w trybie określonym w odpowiedniej umowie spółki, (ii) prawo nabycia udziałów danej spółki obszarowej lub akcji Emitenta lub jego następców prawnych (w zależności od decyzji pracownika) na takich samych prawach jak pracownicy Emitenta, odpłatnie lub nieodpłatnie, stosownie do postanowień przepisów prawa lub organów właścicielskich Emitenta, (iii) prawo pierwszeństwa objęcia udziałów utworzonych w wyniku podniesienia kapitału zakładowego danej spółki obszarowej (prawo to pracownicy nabędą po upływie zasadniczo 5 lat od rejestracji spółek obszarowych). Umowa o podobnej treści była zawarta przez Emitenta również ze związkami zawodowymi działającymi w PSE Operator, w czasie gdy spółka ta była jeszcze spółką zależną Emitenta. Powyższe umowy nie zawierają postanowień regulujących zasady realizacji ich zapisów przewidujących dopuszczalność nabycia akcji Emitenta po zbyciu przez PGE udziałów i akcji w tych spółkach. Począwszy od sierpnia 2009 roku, pracownicy spółek obszarowych, powołując się na wyżej opisane umowy, zaczęli kierować do Emitenta wezwania do zapłaty, w których domagają się zapłaty odszkodowań w kwocie po 70.000 PLN (powiększonej o odsetki) z tytułu rekompensaty za „pozbawienie praw do nabycia akcji pracowniczych". Do dnia 10 września 2009 roku Emitent otrzymał ok. 600 podobnych wezwań i oczekuje, że będą one wpływać w dalszym ciągu. Ponadto, zgodnie z pismem Związku Zawodowego Pracowników Ruchu Ciągłego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego otrzymanego przez Emitenta w dniu 23 września 2009 roku łączna wysokość roszczeń może sięgać kwoty 80 mln PLN, zaś łączna liczba osób, które mogą dochodzić tych roszczeń, obejmuje około 1.200 osób. Jak wskazano powyżej, na dzień Prospektu Emitent nie jest stroną umów zawartych z pracownikami Emitenta, na podstawie których pracownicy Emitenta uzyskaliby prawo do nabycia jego akcji. Ponadto pracownicy Emitenta nie są uprawnieni do nieodpłatnego otrzymania akcji Emitenta zgodnie z Ustawą o Komercjalizacji i Prywatyzacji. W związku z powyższym w ocenie Emitenta roszczenia pracowników spółek obszarowych są bezpodstawne i nie są oni uprawnieni do otrzymania odszkodowania od PGE. Nie można jednak wykluczyć, że takie roszczenia będą w dalszym ciągu kierowane do Emitenta, jak też nie można wykluczyć, że pracownicy spółek obszarowych wystąpią na drogę sądową przeciwko PGE.

XVII. TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

1. Wprowadzenie

W okresie objętym historycznymi informacjami finansowymi za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz w 2009 roku do dnia Prospektu, Emitent był stroną szeregu transakcji z podmiotami powiązanymi w rozumieniu MSR 24 (Międzynarodowy Standard Rachunkowości 24), w tym z podmiotami wchodzącymi w skład Grupy, członkami organów Emitenta oraz Skarbem Państwa i jednostkami zależnymi od Skarbu Państwa.

W ocenie Spółki transakcje z podmiotami powiązanymi zawierane były na warunkach rynkowych lub w oparciu o koszty wytworzenia lub według innych zasad wynikających z wytycznych Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) w sprawie cen transferowych, Ustawy PDOP oraz rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 10 października 1997 roku w sprawie sposobu i trybu określania dochodów podatników w drodze oszacowania cen w transakcjach dokonywanych przez tych podatników (Dz.U. z 1997 roku, Nr 128, poz. 833, z późn. zm.). Spółka zwraca jednak uwagę, że niektóre transakcje z PSE Operator (tj. umowa dzierżawy przedsiębiorstwa OSP na rzecz PSE Operator oraz świadczenie tzw. usługi dodatkowej) wskazane w punkcie 2.3. poniżej miały nieporównywalny charakter, gdyż według wiedzy Emitenta z uwagi na ich przedmiot, transakcje takie nie były zawierane przez inne podmioty w kraju, co pozwoliłoby odnieść się do rynkowego charakteru ich warunków. W związku z powyższym ocena rynkowego charakteru warunków tych transakcji jest utrudniona lub nie jest możliwa. Tym niemniej Spółka uważa, że zawierane one były z uwzględnieniem wszystkich obowiązujących przepisów prawa. Opis transakcji z podmiotami powiązanymi, które w ocenie Emitenta powinny być uznawane za umowy zawarte poza normalnym tokiem działalności, został zamieszczony w punktach 6.1. i 6.3. w Rozdziale XIV Prospektu. Ponadto informacje na temat transakcji z podmiotami powiązanymi zostały zawarte w punktach 2. i 3. w Rozdziale VI, w punktach 3., 4., 6.2. w Rozdziale VII, w punkcie 10. w Rozdziale XIII, w punktach 2., 3., 4.1., 4.2., 4.3., 4.5. w Rozdziale XIV oraz w punkcie 6. w Rozdziale XV Prospektu. Z wyjątkiem darowizny w wysokości 200 zł przekazanej przez Emitenta w 2006 roku spółce Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe Energo - Utech S.A. celem przekazania wskazanej kwoty domowi dziecka, w okresie objętym historycznymi informacjami finansowymi za lata zakończone 31 grudnia 2006, 2007 i 2008 roku oraz w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent nie był stroną transakcji nieodpłatnych z podmiotami powiązanymi Emitenta. Ze względu na długotrwały proces gromadzenia i przetwarzania przez Emitenta szczegółowych informacji na temat transakcji z podmiotami powiązanymi opisanymi w niniejszym Rozdziale zamieszczenie informacji na dzień Prospektu nie jest możliwe. Tym niemniej, o ile w Prospekcie nie wskazano inaczej, po dniu 31 sierpnia 2009 roku do dnia Prospektu nie były zawierane z podmiotami powiązanymi transakcje o innym charakterze niż te, które zostały przedstawione w Prospekcie. W związku z powyższym, ze względu na powtarzalny charakter większości zawieranych transakcji zawieranych z podmiotami powiązanymi, na podstawie informacji za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku przedstawionych w Prospekcie, w ocenie Spółki możliwe jest dokonanie oceny transakcji zawartych z podmiotami powiązanymi Emitenta także do dnia Prospektu.

2. Transakcje dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo -technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego

2.1. Zestawienie obrotów Emitenta dotyczących zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku

W poniższej tabeli przedstawiono informacje na temat transakcji Emitenta z podmiotami powiązanymi w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku w zakresie zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego o łącznej wartości przekraczającej 10.000 tys. PLN w danym okresie. Obroty Emitenta dotyczące zakupów i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego przedstawione są w ujęciu rachunkowym bez podatku VAT. W tabeli pominięto informacje na temat innych znaczących transakcji Emitenta z podmiotami powiązanymi, które przedstawione zostały w punktach 3.-9. niniejszego Rozdziału, które dotyczyły w szczególności serwisowania i administrowania siecią przesyłową, poręczeń i gwarancji, przekształceń Grupy PGE, świadczenia usług, wypłaty dywidend oraz umów z członkami organów PGE. Zestawienie i zamieszczone poniżej podsumowanie nie uwzględnia także przepływów środków pieniężnych od PGE na rzecz Skarbu Państwa w związku z realizacją zobowiązań podatkowych oraz innych zobowiązań publicznoprawnych (porównaj przykładowo opis w punkcie 3. w Rozdziale VI Prospektu).

Łączna wartość obrotów PGE w transakcjach z podmiotami powiązanymi dotyczącymi zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego wyniosła odpowiednio 19.564.688 tys. PLN w 2006 roku, 18.610.956 tys. PLN w 2007 roku, 17.932.981 tys. PLN w 2008 roku oraz 13.670.379 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

Tabela 1: Zestawienie obrotów Emitenta dotyczących zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi w roku 2006 o wartości powyżej 10.000 tys. PLN

Lp.	Nazwa kontrahenta	Zakupy (w tys. PLN)	Sprzedaż (w tys. PLN)
1.	EC Rzeszów	124.158	
2.	PGE Electra	18.195	2.357.776
3.	ZEDO	489.140	
4.	Elektrownia Kozienice S.A.	714.103	
5.	Elektrownia Opole	1.609.512	
6.	EC Gorzów	90.239	
7.	EC Lublin-Wrotków	268.830	
8.	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	2.551.783	
9.	PGE GiE	711.520	
10.	Elektrownia Turów	1.927.126	
11.	PGE Energia Odnawialna	84.744	89.115
12.	PSE Operator	85.631	4.835.616
13.	ZEB		148.184
14.	ZEW-T		242.035
15.	LUBZEL	2.091	118.037
16.	ŁZE		132.929
17.	ZEŁT		134.550
18.	RZE		136.699
19.	ZEORK		153.736
20.	ZKE		85.344
21.	Enea S.A.		633.533
22.	EnergiaPro S.A.		411.130
23.	Enion S.A.		531.358
24.	Energa Operator S.A.		737.221
25.	ELECTRA Deutschland GmbH		140.353
	SUMA	**8.677.072**	**10.887.616**

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi w roku 2007 o wartości powyżej 10.000 tys. PLN

Lp.	Nazwa kontrahenta	Zakupy (w tys. PLN)	Sprzedaż (w tys. PLN)
1.	EC Rzeszów	135.266	
2.	PGE Electra	15.122	2.557.128
3.	ZEDO	469.746	
4.	Elektrownia Kozienice S.A.	649.105	
5.	Elektrownia Opole	1.645.836	
6.	EC Gorzów	88.842	
7.	EC Lublin-Wrotków	271.073	
8.	Elektrownia Turów	2.012.159	
9.	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	2.062.309	
10.	PGE GiE	958.786	
11.	PSE Operator	81.879	4.035.233
12.	ZEŁT-Obrót		66.738
13.	ZEB		149.694
14.	ZEW-T		236.673
15.	LUBZEL		121.628
16.	ŁZE		133.217
17.	ZEŁT		67.349
18.	RZE		140.022
19.	ZEORK		153.450
20.	ZKE		86.344

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi w roku 2007 o wartości powyżej 10.000 tys. PLN (cd.)

21.	Enea S.A.		640.932
22.	EnergiaPro S.A.		208.942
23.	Enion Grupa Tauron S.A.		278.055
24.	Enion Energia Sp. z o.o.		257.418
25.	Energa Obrót S.A.		365.628
26.	Energa-Operator S.A.		364.311
27.	EnergiaPro Gigawat Sp. z o.o.		200.441
28.	ELECTRA Deutschland GmbH		157.630
	SUMA	**8.390.123**	**10.220.833**

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi w roku 2008 o wartości powyżej 10.000 tys. PLN

Lp.	Nazwa kontrahenta	Zakupy (w tys. PLN)	Sprzedaż (w tys. PLN)
1.	PGE GiE	2.367.870	
2.	ZEDO	614.287	
3.	ZEORK		527.579
4.	ZEB		389.700
5.	ZKE		195.839
6.	ZEW-T		707.167
7.	LUBZEL		310.704
8.	RZE	299	501.796
9.	ŁZE		325.809
10.	ZEŁT-Obrót		575.680
11.	Elektrownia Opole	1.193.166	
12.	Elektrownia Bełchatów	1.445.522	2.146
13.	Elektrownia Turów	1.745.574	
14.	EC Gorzów	63.520	
15.	EC Rzeszów	94.351	
16.	ZEC Bydgoszcz	76.304	
17.	EC Lublin Wrotków	183.132	
18.	PGE Electra	15.650	5.171.464
19.	Elektrownia Kozienice S.A.	150.073	
20.	Południowy Koncern Energetyczny S.A.	462.063	
21.	PSE Operator	14.467	798.819
	SUMA	**8.426.278**	**9.506.703**

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi od 1 stycznia 2009 roku do 31 sierpnia 2009 roku o wartości powyżej 10.000 tys. PLN

Lp.	Nazwa kontrahenta	Zakupy (w tys. PLN)	Sprzedaż (w tys. PLN)
1.	ZEDO	465.875	
2.	ZEORK		500.494
3.	ZEB		351.741
4.	ZKE		223.105
5.	ZEW-T		695.411
6.	LUBZEL		376.740
7.	RZE		462.828
8.	ŁZE		371.617
9.	ZEŁT-Obrót		564.026
10.	Elektrownia Opole	1.046.701	
11.	Elektrownia Bełchatów	3.321.365	4.035
12.	Elektrownia Turów	1.413.783	
13.	EC Gorzów	55.094	
14.	EC Rzeszów	57.165	
15.	ZEC Bydgoszcz	65.573	

Obroty Emitenta dotyczące zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z podmiotami powiązanymi od 1 stycznia 2009 roku do 31 sierpnia 2009 roku o wartości powyżej 10.000 tys. PLN (cd.)

16.	EC Lublin-Wrotków	108.975	
17.	PGE Electra	11.831	3.546.527
18.	PSE Operator	15.879	11.614
	SUMA	**6.562.241**	**7.108.138**

Źródło: Spółka

Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

2.2. Transakcje handlowe w obszarze obrotu energią elektryczną

W latach 2006-2007 oraz do końca marca 2008 roku Emitent nabywał energię elektryczną i moc głównie w ramach kontraktów długoterminowych (KDT) zawartych m.in. z podmiotami powiązanymi Emitenta, a po ich rozwiązaniu także na podstawie umów z podmiotami z Grupy PGE, które to umowy zastąpiły KDT. Ponadto w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawarł szereg transakcji zakupu energii elektrycznej nie objętych KDT.

W latach 2006-2008 i w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawarł szereg transakcji sprzedaży energii elektrycznej na rzecz zakładów energetycznych, a po dokonaniu *unbundlingu* Spółek Sprzedaży Detalicznej. Przedmiotem transakcji sprzedaży była energia elektryczna kupowana od wytwórców w ramach KDT i sprzedawana w ramach tzw. minimalnych ilości energii (MIE) do zakładów energetycznych, a po dokonaniu *unbundlingu*, do spółek sprzedaży detalicznej, w tym Spółek Sprzedaży Detalicznej z Grupy PGE. Zasady sprzedaży, tj. ilość minimalnej energii dla poszczególnych przedsiębiorstw w kolejnych miesiącach oraz ceny energii w strefach doby MIE, tj. przydziału energii oraz ceny, po jakich zakłady energetyczne (spółki sprzedaży detalicznej) kupowały energię pochodzącą z KDT, stanowiły element taryfy PGE zatwierdzanej przez Prezesa URE. Zgodnie z MIE zakłady energetyczne (później Spółki Sprzedaży Detalicznej) zobowiązane były kupować energię pochodzącą z KDT w ilościach proporcjonalnych do zapotrzebowania odbiorców końcowych. Ponadto w tym samym okresie Emitent zawarł szereg transakcji sprzedaży energii elektrycznej ze spółkami sprzedaży detalicznej ponad ilości określone w MIE.

W latach 2006-2008 i w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawierał także transakcje sprzedaży energii elektrycznej na rzecz PGE Electra oraz w latach 2006-2007 na rzecz ELECTRA Deutschland GmbH. Przedmiotem transakcji był zakup przez PGE Electra oraz ELECTRA Deutschland GmbH energii elektrycznej od PGE w celu jej odsprzedaży we własnym imieniu na rynku krajowym i na rynkach zagranicznych. Spółki z grupy PGE Electra kupowały energię elektryczną od Emitenta stosownie do potrzeb wynikających z własnych umów sprzedaży energii elektrycznej.

Ponadto w 2006 roku w ramach zawartej umowy (obowiązującej do 30 września 2006 roku) Emitent dokonał szeregu transakcji sprzedaży i nabycia energii elektrycznej z PGE Energia Odnawialna. Przedmiotem umowy była sprzedaż przez Emitenta na rzecz PGE Energia Odnawialna energii elektrycznej w celu pompowania wody z dolnych zbiorników elektrowni szczytowo-pompowych do jej górnych zbiorników, co umożliwiało produkcję energii w tych elektrowniach. Następnie Emitent dokonywał zakupu energii elektrycznej wytworzonej przez PGE Energia Odnawialna.

Dodatkowe informacje na temat niektórych transakcji w obszarze obrotu energią elektryczną zawarte zostały w punkcie 2. w Rozdziale XIV Prospektu.

2.3. Transakcje z PSE Operator

Na mocy umowy z dnia 1 lipca 2004 roku Emitent wydzierżawił przedsiębiorstwo przeznaczone do wykonywania funkcji operatora systemu przesyłowego na rzecz PSE Operator. Przedmiotem umowy była dzierżawa przedsiębiorstwa OSP, w tym m.in. linii oraz stacji elektroenergetycznych wraz z budynkami przemysłowymi oraz urządzeniami technicznymi, systemów teleinformatycznych, a także prawa z umów, w tym m.in. umów przesyłowych.

Ponadto w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawarł szereg trójstronnych umów z PSE Operator oraz z innymi podmiotami powiązanymi, których przedmiotem było przyłączenie do sieci przesyłowej, świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej oraz koordynacja dostaw i bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną. W latach 2006-2008 Emitent jako strona KDT świadczył także na rzecz PSE Operator tzw. usługę dodatkową polegającą na utrzymywaniu wymaganego stanu krajowego systemu elektroenergetycznego poprzez wykonanie postanowień KDT (umów sprzedaży mocy i energii elektrycznej umożliwiających realizację przedsięwzięć inwestycyjnych, o których mowa w art. 45 ust. 1a Prawa Energetycznego). Podmioty inne niż Emitent nie posiadały majątku niezbędnego do realizacji funkcji operatora systemu przesyłowego (umowa dzierżawy przedsiębiorstwa) oraz nie były zgodnie z Prawem Energetycznym i Rozporządzeniem Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 23 kwietnia 2004 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2004 roku nr 105, poz. 1114) wyznaczone na zarządcę kontraktów długoterminowych (umowa na świadczenie usługi dodatkowej). Z uwagi na charakter powyższych umów, w obrocie gospodarczym brak jest transakcji porównywalnych. Powyższe okoliczności należy uwzględniać przy ocenie rynkowego charakteru warunków opisywanych transakcji.

Łączna wartość obrotów Emitenta dotyczących zakupu i sprzedaży energii elektrycznej, usług operatora handlowo-technicznego, obsługi handlu energią elektryczną, udostępniania zdolności przesyłowych oraz dzierżawy przedsiębiorstwa operatora systemu przesyłowego w transakcjach z PSE Operator wyniosła odpowiednio 4.921.247 tys. PLN w 2006 roku, 4.117.112 tys. PLN w 2007 roku, 813.286 tys. PLN w 2008 roku oraz 27.493 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych

uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Dodatkowe informacje na temat niektórych ze wskazanych powyżej transakcji z PSE Operator zawarte zostały w punktach 3. oraz 6.1. w Rozdziale XIV Prospektu.

Dodatkowo w latach 2006-2008 Emitent był stroną szeregu umów o świadczenie usług dla PSE Operator, których przedmiotem było m.in. doradztwo, usługowe prowadzenie ksiąg rachunkowych, jak również mających na celu unormowanie wzajemnych zależności i rozliczeń po wydzieleniu PSE Operator. Wartość takich usług nie przekraczała jednak w danym okresie 10.000 tys. PLN.

3. Transakcje ze spółkami obszarowymi

W latach 2006-2007 Emitent zawarł szereg umów z tzw. spółkami obszarowymi, tj. PSE-Południe S.A., PSE-Zachód S.A., PSE-Północ S.A., PSE-Wschód S.A. i PSE-Centrum S.A. (stroną tych umów był także PSE Operator). Przedmiotem umów była realizacja przez wyżej wymienione spółki zadań związanych z serwisowaniem oraz administrowaniem siecią przesyłową na poszczególnych obszarach kraju, zarządzanie przedsięwzięciami inwestycyjnymi, kierowanie operacyjne majątkiem sieciowym, a także wykonywanie poprzez tzw. Okręgowe Dyspozycje Mocy części zadań operatora systemu przesyłowego. W 2008 roku po wydzieleniu majątku przesyłowego do PSE Operator wartość transakcji Emitenta ze spółkami obszarowymi uległa istotnemu obniżeniu (umowy były zawierane pomiędzy spółkami obszarowymi a PSE Operator). Łączna wartość znaczących transakcji zawartych przez Emitenta ze wszystkimi spółkami obszarowymi wyniosła odpowiednio 25.395 tys. PLN w 2006 roku, 40.375 tys. PLN w 2007 roku, 644 tys. PLN w 2008 roku oraz 176 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

4. Transakcje poręczeń i gwarancji

W dniu 23 stycznia 2006 roku Emitent zawarł z Raiffeisen Bank Polska S.A., Kredyt Bank S.A., PKO BP S.A., Rabobank Polska S.A. jako kredytodawcami oraz Exatel jako kredytobiorcą umowę poręczenia spłaty kredytu oraz umowę podporządkowania. Poręczenie udzielone kredytodawcom na podstawie wskazanej umowy ograniczone było do kwoty 95 mln PLN i obowiązywało dwa lata od dnia pierwszej wypłaty kwoty kredytu. Na dzień Prospektu poręczenie to nie obowiązuje.

W okresie objętym sprawozdaniami finansowymi do dnia 3 grudnia 2007 roku Emitent korzystał także z gwarancji Skarbu Państwa w związku z umową kredytu w wysokości 160 mln USD udzielonego przez Międzynarodowy Bank Odbudowy i Rozwoju (ang. *The International Bank for Reconstruction and Development)* w dniu 25 stycznia 1996 roku.

W dniu 12 marca 1999 roku pomiędzy Spółką a PGE Electra została podpisana umowa gwarancyjna, w której Spółka udzieliła gwarancji dla przedsiębiorców mających siedzibę na terenie Polski, będących stronami umów sprzedaży energii elektrycznej zawieranych z PGE Electra. Umowa została zawarta na czas nieokreślony. Gwarancja udzielona jest do maksymalnej kwoty 10 mln PLN i obejmuje roszczenia przedsiębiorców wynikające z ww. umów sprzedaży w przypadku bezskutecznej egzekucji z majątku PGE Electra. Ponadto w dniu 15 maja 2009 roku Spółka zawarła z PGE Electra porozumienie dotyczące zasad udzielania poręczeń za zobowiązania PGE Electra wynikające z umów ramowych na dostawy energii elektrycznej oraz innych towarów i instrumentów rynku energetycznego wraz z transakcjami zawartymi na podstawie tych umów na łączną kwotę nieprzekraczającą 350 mln PLN.

W związku z programem emisji obligacji o maksymalnej wartości 6,2 mld PLN wdrożonym przez Emitenta na podstawie umów zawartych w dniu 7 grudnia 2007 roku z ING Bankiem Śląskim S.A. i innymi członkami konsorcjum, w sytuacjach, w których środki uzyskane z emisji obligacji przeznaczone były na refinansowanie zobowiązań określonych podmiotów z Grupy PGE, podmioty te zobowiązane były do zaciągnięcia dodatkowych zobowiązań na podstawie m.in. art. 391 KC odnośnie wykonania przez Emitenta zobowiązań z obligacji. Zobowiązania takie zaciągnęły: Elektrownia Turów – do maksymalnej kwoty 3,048 mld PLN, na podstawie umowy gwarancyjnej zawartej z ING Bank Śląski S.A. w dniu 11 stycznia 2008 roku; ZEDO – do maksymalnej kwoty 936 mln PLN, na podstawie umowy gwarancyjnej zawartej z ING Bank Śląski S.A. w dniu 17 grudnia 2007 roku; oraz EC Lublin-Wrotków – do maksymalnej kwoty 150 mln PLN, na podstawie umowy gwarancyjnej zawartej z ING Bank Śląski S.A. w dniu 18 grudnia 2007 roku. Na dzień Prospektu wskazane umowy gwarancyjne nie obowiązują. Program emisji obligacji wdrożony na podstawie umów zawartych w dniu 7 grudnia 2007 roku został zastąpiony nowym programem na podstawie umów zawartych w dniu 19 maja 2009 roku. W związku z tym programem Elektrownia Turów, ZEDO, EC Lublin-Wrotków oraz KWB Bełchatów zaciągnęły nowe zobowiązania gwarancyjne (porównaj opis w punkcie 4.1. w Rozdziale XIV Prospektu).

5. Transakcje związane z tworzeniem i przekształcaniem Grupy PGE

5.1. Umowy sprzedaży udziałów i akcji

W dniu 9 maja 2007 roku Emitent zawarł umowę, na mocy której Skarb Państwa wniósł do PGE na pokrycie akcji nowej emisji w podwyższonym kapitale zakładowym Emitenta wkład niepieniężny w postaci akcji stanowiących 85% kapitału zakładowego spółek PGE Energia i PGE GiE. Transakcja ta została opisana w punkcie 4. w Rozdziale VII Prospektu.

W dniu 9 czerwca 2008 roku Emitent zawarł jako kupujący z ZEŁT umowę sprzedaży udziałów w ZEŁT-Obrót na kwotę 106.923 tys. PLN. Umowa miała na celu wyeliminowanie prawdopodobnej niezgodności z Prawem Europejskim przyjętego modelu wydzielenia działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej (operatora systemu dystrybucyjnego) w ZEŁT. W ocenie Spółki późniejsze przeniesienie własności udziałów w ZEŁT-Obrót na Emitenta spowodowało, iż wymogi dotyczące *unbundlingu* w odniesieniu do ZEŁT zostały spełnione.

W dniu 18 grudnia 2008 roku Emitent zawarł ze Skarbem Państwa umowę sprzedaży akcji, w wykonaniu której nabył akcje w Elektrowni Bełchatów, Elektrowni Turów oraz KWB Bełchatów za kwotę 1.242.100.240,23 PLN. Umowa została zawarta w celu nabycia przez Emitenta wszystkich akcji i przejęcia pełnej (pośredniej lub bezpośredniej) kontroli nad kluczowymi spółkami Grupy Kapitałowej PGE, w których Emitent był dotychczas większościowym akcjonariuszem. Szerszy opis tej umowy został zamieszczony w punkcie 6.3. w Rozdziale XIV Prospektu.

5.2. Dywidendy rzeczowe

W związku z wydzieleniem OSP w latach 2006-2008 Emitent dokonywał wypłat dywidend rzeczowych na rzecz Skarbu Państwa.

W dniu 31 grudnia 2006 roku Emitent przekazał Skarbowi Państwa wszystkie akcje PSE Operator, w wyniku czego Skarb Państwa stał się jedynym akcjonariuszem PSE Operator (porównaj opis w punkcie 3. w Rozdziale VII Prospektu). W dniu 30 sierpnia 2007 roku Zarząd Emitenta uzgodnił z zarządem PSE Operator plan podziału (porównaj opis w punkcie 6.1. w Rozdziale XIV Prospektu). Ponadto w dniu 5 maja 2008 roku Emitent zawarł umowy sprzedaży akcji EPC S.A. i udziałów PSE-Info Sp. z o.o. na rzecz PSE Operator za kwotę 25.100 tys. PLN. Działania te miały na celu przekazanie majątku sieci przesyłowych wraz z aktywami powiązanymi do PSE Operator.

W dniu 21 maja 2008 roku Emitent przekazał na rzecz Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej wszystkie akcje tzw. spółek obszarowych, to jest PSE-Centrum S.A., PSE-Południe S.A., PSE-Północ S.A., PSE-Wschód S.A. i PSE-Zachód S.A. Dalsze informacje na ten temat zostały zamieszczone w punkcie 2. w Rozdziale VI Prospektu.

W dniu 30 października 2008 roku Emitent przekazał na rzecz Skarbu Państwa w formie dywidendy rzeczowej trzy linie transgraniczne (linie wschodnie) potencjalnie umożliwiające przesyłanie energii elektrycznej przez wschodnią granicę kraju. Jednocześnie nastąpiło przeniesienie tych aktywów przez Skarb Państwa do PSE Operator. Dalsze informacje na ten temat zostały zamieszczone w punkcie 2. w Rozdziale VI Prospektu.

5.3. Użytkowanie udziałów i akcji

W latach 2007-2008 Emitent był stroną umów użytkowania udziałów i akcji niektórych spółek. Umowy te zostały zawarte m.in. w celu realizacji dodatkowych rozwiązań formalnoprawnych mających na celu zapewnienie niezależności operatorów systemu dystrybucyjnego. Jedną z tych umów (o najistotniejszym znaczeniu dla Emitenta) była umowa zawarta dnia 7 lutego 2008 roku z ZEŁT, na mocy której zostało ustanowione na rzecz Emitenta użytkowanie na udziałach w ZEŁT-Obrót. Na mocy umowy Emitent uzyskał prawo używania udziałów i pobierania pożytków w postaci wykonywania prawa głosu (z pewnymi ograniczeniami) oraz pobierania dywidendy przypadającej na udziały w ZEŁT-Obrót. Wynagrodzenie związane z poszczególnymi umowami użytkowania udziałów i akcji z żadnym z podmiotów powiązanych nie przekroczyło w danym okresie 10.000 tys. PLN.

5.4. Umowy związane z integracją Grupy PGE

W dniu 6 kwietnia 2005 roku zawarte zostało porozumienie w sprawie zasad współpracy Emitenta ze spółkami zależnymi Grupy Kapitałowej, które miało zastosowanie wobec Istotnych Spółek Zależnych w latach 2006-2008. Porozumienie to określało zasady współpracy w Grupie Kapitałowej.

W ramach realizacji projektu integracji Grupy PGE w dniu 27 marca 2008 roku Emitent zawarł z Istotnymi Spółkami Zależnymi nowe porozumienie w sprawie zasad współpracy, w którym określone zostały następujące obszary współpracy i integracji: strategia i rozwój Grupy, obrót energią elektryczną i produktami powiązanymi, nadzór właścicielski, zarządzanie inwestycjami rzeczowymi, zarządzanie inwestycjami kapitałowymi, zarządzanie informacją giełdową i relacjami inwestorskimi, współpraca międzynarodowa, prace badawczo-rozwojowe, nowe technologie i ochrona środowiska, zarządzanie zasobami ludzkimi, komunikacja zewnętrzna, wewnętrzna i kryzysowa, audyt wewnętrzny, kontrola i zarządzanie ryzykiem, zarządzanie IT, zarządzanie finansami, kontroling i raportowanie zarządcze, rachunkowość i podatki, marketing wizerunkowy i zarządzanie marką PGE, zarządzanie realizacją projektów oraz zakupami.

W wykonaniu porozumienia, począwszy od dnia 27 marca 2008 roku do dnia Prospektu, Emitent zawierał z Istotnymi Spółkami Zależnymi, z wyjątkiem Exatel, umowy o świadczenie usług doraźnych oraz umowy o świadczenie usług w trybie ciągłym. Co do zasady przedmiotem tych umów jest świadczenie przez Emitenta (zleceniobiorcę) na rzecz Istotnych Spółek Zależnych (zleceniodawców): (i) usług doraźnych (takich jak konsultacje opinii, pomoc oraz sporządzanie analiz) w obszarze strategii i rozwoju, spraw międzynarodowych i nowych technologii, zarządzania projektami, ubezpieczeń, nadzoru właścicielskiego oraz audytu wewnętrznego, a także (ii) usług w trybie ciągłym, w szczególności w zakresie: *public relations,* zarządzania płynnością finansową, ryzykiem stopy procentowej i kursu walutowego, doradztwa w zakresie polityki zakupowej oraz inwestycji majątkowych, a także prowadzenia polityki zarządzania zasobami ludzkimi. Wartość poszczególnych umów o świadczenie usług doraźnych oraz umów o świadczenie usług w trybie ciągłym zawartych przez Emitenta z żadnym z podmiotów powiązanych nie przekroczyła w danym okresie 10.000 tys. PLN.

Ponadto w dniu 17 kwietnia 2008 roku Emitent zawarł z PGE GiE dodatkową umowę o świadczenie usług w trybie ciągłym, na mocy której Emitent zlecił PGE GiE, jako podwykonawcy, świadczenie na rzecz Elektrowni Bełchatów, KWB Bełchatów, Elektrowni Opole, Elektrowni Turów, KWB Turów, ZEDO, EC Rzeszów, EC Gorzów, EC Kielce, ZEC Bydgoszcz oraz EC Lublin-Wrotków usług przewidzianych w zawartych z nimi umowach o świadczenie usług w trybie ciągłym. W 2008 roku wartość wskazanej umowy wyniosła 36.548 tys. PLN, natomiast w 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku wyniosła 24.236 tys. PLN. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

W dniu 12 stycznia 2009 roku Emitent zawarł z PGE Electra, PGE GiE, Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Opole, Elektrownia Turów, ZEDO, EC Lublin-Wrotków, EC Rzeszów, ZEC Bydgoszcz, EC Kielce oraz EC Gorzów umowę w zakresie realizacji skoordynowanych działań dotyczących zarządzania uprawnieniami i emisjami CO_2 w Grupie Kapitałowej PGE. Umowa ta określiła zasady współpracy stron w zakresie realizacji zadań zmierzających do obniżenia emisyjności CO_2 w spółkach z Grupy PGE oraz pozyskania uprawnień ERU/CER/EUA, a także określiła plan działań w zakresie zarządzania uprawnieniami do emisji CO_2 w Grupie PGE, który obejmuje działania operacyjne, jednostki odpowiedzialne za ich realizację oraz przewidziany czas realizacji. W wykonaniu powyższej umowy PGE Electra zawarła z wytwórcami z Grupy umowy ramowe sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 (porównaj opis w punkcie 4.3.5. w Rozdziale XIII Prospektu).

6. Transakcje z PGE-Serwis Sp. z o.o.

W latach 2006-2008 i w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawarł szereg transakcji z PGE-Serwis Sp. z o.o., których przedmiotem było m.in. świadczenie przez PGE-Serwis Sp. z o.o. usług zarządzania procesami przygotowania i realizacji inwestycji, zarządzania nieruchomościami, zarządzania procesami logistycznymi oraz zarządzania flotami samochodowymi. PGE-Serwis Sp. z o.o. była również inwestorem zastępczym w procesie budowy siedziby PSE Operator w Bielawie koło Konstancina. W 2007 roku PGE za pośrednictwem PGE-Serwis Sp. z o.o. świadczyła także usługi najmu powierzchni biurowej w budynku PGE w Warszawie przy ul. Mysiej 2. Łączna wartość istotnych transakcji z PGE-Serwis Sp. z o.o. wyniosła 87.359 tys. PLN w 2006 roku, 39.067 tys. PLN w 2007 roku, 12.574 tys. PLN w 2008 roku oraz 6.829 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu. Transakcje zawarte w tym okresie dokonywane były na warunkach nieodbiegających od warunków rynkowych.

7. Transakcje wypłat dywidend na rzecz Emitenta

Poniżej zamieszczono informacje o przychodach finansowych Emitenta uzyskanych z tytułu dywidend w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu.

Tabela 2: Przychody finansowe z tytułu dywidend w 2006 roku

Lp.	Spółka wypłacająca dywidendę na rzecz Emitenta	Kwota dywidendy (w tys. PLN)
1	PSE Operator	65.000
2	EC Gorzów	1.170
3	Energo-Utech S.A.	420
4	PGE Energia Odnawialna	25.155
5	Polkomtel	413.201
6	ARE	4
7	Energopomiar Sp. z o.o.	28
	Razem	**504.978**

Tabela 3: Przychody finansowe z tytułu dywidend w 2007 roku

Lp.	Spółka wypłacająca dywidendę na rzecz Emitenta	Kwota dywidendy (w tys. PLN)
1	PGE GiE	3.254
2	PSE-Zachód S.A.	1.453
3	PSE-Północ Sp. z o.o.	259
4	PSE Info Sp. z o.o.	1.794
5	Polkomtel	236.686
6	ARE	10
7	Energopomiar Sp. z o.o.	56
8	Sygnity S.A.	129
9	EPC S.A.	863
10	PSE-Centrum Sp. z o.o.	151
11	PSE-Wschód Sp. z o.o.	1.200
	Razem	**245.855**

Tabela 4: Przychody finansowe z tytułu dywidend w 2008 roku

Lp.	Spółka wypłacająca dywidendę na rzecz Emitenta	Kwota dywidendy (w tys. PLN)
1	PGE GiE	3.254
2	Polkomtel	163.804
3	PGE Energia Odnawialna*	99.516
4	Energo-Utech S.A.	500
5	Energopomiar Sp. z o.o.	83
	Razem	**267.157**

* W związku z zobowiązaniem PGE Energia Odnawialna do wypłaty dywidendy pieniężnej za lata obrotowe 2007 i 2008 (na mocy uchwał zwyczajnego walnego zgromadzenia PGE Energia Odnawialna z dnia, odpowiednio, 30 lipca 2008 roku oraz 1 lipca 2009 roku) w łącznej kwocie 344.413.926,37 PLN, w dniu 24 lipca 2009 roku Emitent zawarł z PGE Energia Odnawialna umowę, na mocy której po spełnieniu określonych w niej warunków PGE Energia Odnawialna przeniesie na Emitenta prawo własności 78.880 akcji ZEC Bydgoszcz stanowiących 85% kapitału zakładowego spółki. Ponadto strony zawarły w dniu 26 sierpnia 2009 roku odrębną umowę, na mocy której po spełnieniu określonych w niej warunków PGE Energia Odnawialna przeniesie na Emitenta dodatkowe 12.370 akcji ZEC Bydgoszcz odkupionych od pracowników. Przeniesienie własności akcji ZEC Bydgoszcz na Emitenta nastąpiło w oparciu o przewidzianą w art. 453 KC konstrukcję *datio in solutum* (spełnienie innego świadczenia aniżeli wynikające z istniejącego zobowiązania). W dniu 30 września 2009 roku PGE Energia Odnawialna wydała Emitentowi 91.250 akcji spółki ZEC Bydgoszcz, a tym samym zostało wykonane powyższe zobowiązanie.

Tabela 5: Przychody finansowe z tytułu dywidend w 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku

Lp.	Spółka wypłacająca dywidendę na rzecz Emitenta	Kwota dywidendy (w tys. PLN)
1	PGE GiE	82.968
2	Polkomtel	273.185
3	PGE Energia Odnawialna	244.898
4	Energo-Utech SA	534
5	PGE Electra SA	139.182
6	PGE Elektrociepłownia Gorzów	47.619
7	PGE Elektrownia Turów	12.941
8	PGE Energia S.A.	47.514
9	PGE KWB Bełchatów	38.105
10	PGE Serwis Sp. z o.o.	2.122
11	ZEŁT-Obrót	28.324
12	Towarowa Giełda Energii S.A.	766
13	ARE	10
14	Energopomiar Sp. z o.o.	234
	Razem	**918.402**

Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu.

8. Wynagrodzenia i transakcje z członkami Zarządu i Rady Nadzorczej

Łączna wartość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. członków Zarządu, wraz z narzutami, wyniosła 1.554 tys. PLN w 2006 roku, 1.299 tys. PLN w 2007 roku, 1.498 tys. PLN w 2008 roku oraz 1.361 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Łączna wartość wynagrodzenia członków Rady Nadzorczej wyniosła 257 tys. PLN w 2006 roku, 278 tys. PLN w 2007 roku, 294 tys. PLN w 2008 roku oraz 210 tys. PLN do dnia 31 sierpnia 2009 roku. Suma świadczeń dodatkowych przyznanych członkom Zarządu w 2006 roku wyniosła 27 tys. PLN i związana była z programem emerytalnym dla członków Zarządu. W 2007 roku członkom Zarządu nie przyznano świadczeń dodatkowych. Suma świadczeń dodatkowych przyznanych członkom Zarządu w 2008 roku wyniosła 17 tys. PLN, natomiast w 2009 roku do dnia 31 sierpnia wyniosła 16 tys. PLN. Świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu w 2008 roku oraz w 2009 roku do dnia 31 sierpnia związane były z ubezpieczeniem odpowiedzialności cywilnej członków Zarządu oraz udostępnieniem członkowi Zarządu mieszkania będącego w zasobach Emitenta. Członkowie Rady Nadzorczej nie otrzymywali świadczeń dodatkowych w latach 2006-2008. W 2009 roku na mocy aneksu do umowy ubezpieczenia zawartej w dniu 24 października 2008 roku przez Emitenta z TU Allianz Polska S.A., której opis przedstawiono w punkcie 6.1. w Rozdziale XV Prospektu, członkom Rady Nadzorczej przyznano świadczenia dodatkowe w formie ubezpieczenia odpowiedzialności cywilnej członków Rady Nadzorczej. Dalsze informacje na temat świadczeń dodatkowych przyznanych członkom organów Emitenta zawarte zostały w punktach 6.1. i 6.2. w Rozdziale XV Prospektu.

Dodatkowo w latach 2006-2008 oraz w 2009 roku do daty niniejszego Prospektu zawierane były pojedyncze transakcje z członkami Zarządu i Rady Nadzorczej o charakterze nieistotnym z punktu widzenia Grupy PGE, dotyczące sprzedaży używanego sprzętu elektronicznego oraz usług telekomunikacyjnych na rzecz członków Zarządu i Rady Nadzorczej (refakturowanie kosztów prywatnych rozmów telefonicznych), na łączną kwotę 36.870,01 zł.

Tabela 6: Wynagrodzenia, odprawy, odszkodowania itp. wraz z narzutami oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu w 2006 roku

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Wysokość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. wraz z narzutami, wypłaconych przez Spółkę w 2006 roku (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2006 roku (w PLN)
Henryk Baranowski	Wiceprezes Zarządu	93 209,46	0,00
Stanisław Dobrzański	Prezes Zarządu	271 676,02	6 726,36
Andrzej Dudek	Wiceprezes Zarządu	90 404,23	0,00
Kazimierz Ferenc	Wiceprezes Zarządu	192 531,02	0,00
Zygmunt Gzyra	Wiceprezes Zarządu	96 265,51	6 361,52
Jan Noworyta	Wiceprezes Zarządu	347 166,80	7 335,36
Józef Sieniuć	Wiceprezes Zarządu	272 012,70	7 018,95
Jacek Socha	Prezes Zarządu	97 029,52	0,00
Paweł Urbański	Wiceprezes Zarządu	93 209,46	0,00

Tabela 7: Wynagrodzenia, odprawy, odszkodowania itp. wraz z narzutami oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu w 2007 roku

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Wysokość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. wraz z narzutami, wypłaconych przez Spółkę w 2007 roku (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2007 roku (w PLN)
Henryk Baranowski	Wiceprezes Zarządu	229 831,96	0,00
Stanisław Dobrzański	Prezes Zarządu	70 011,28	0,00
Andrzej Dudek	Wiceprezes Zarządu	130 801,03	0,00
Kazimierz Ferenc	Wiceprezes Zarządu	131 289,81	0,00
Jan Noworyta	Wiceprezes Zarządu	64 177,01	0,00
Józef Sieniuć	Wiceprezes Zarządu	64 177,01	0,00
Jacek Socha	Prezes Zarządu	237 425,92	0,00
Paweł Urbański	Prezes Zarządu	207 864,98	0,00
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu	163 821,48	0,00

Tabela 8: Wynagrodzenia, odprawy, odszkodowania itp. wraz z narzutami oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu w 2008 roku

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Wysokość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. wraz z narzutami, wypłaconych przez Spółkę w 2008 roku (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2008 roku (w PLN)
Henryk Baranowski	Wiceprezes Zarządu	249 015,13	0,00
Adam Cichocki	Wiceprezes Zarządu	126 850,83	1 414,29
Henryk Majchrzak	Wiceprezes Zarządu	116 429,58	8 510,40
Piotr Szymanek	Wiceprezes Zarządu	107 159,17	1 414,29
Wojciech Topolnicki	Wiceprezes Zarządu	126 634,27	1 414,29
Marek Trawiński	Wiceprezes Zarządu	100 166,60	1 414,29
Paweł Urbański	Prezes Zarządu	377 924,80	1 414,29
Emil Wojtowicz	Wiceprezes Zarządu	190 751,21	0,00
Tomasz Zadroga	Prezes Zarządu	102 974,68	1 414,29

Tabela 9: Wynagrodzenia, odprawy, odszkodowania itp. wraz z narzutami oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Zarządu od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31sierpnia 2009 roku

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Wysokość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. wraz z narzutami, wypłaconych przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku (w PLN)
Adam Cichocki	Wiceprezes Zarządu	237 950,03	1 650,00
Henryk Majchrzak	Wiceprezes Zarządu	236 879,06	7 426,90
Marek Szostek	Wiceprezes Zarządu	20 667,63	0,00

Imię i nazwisko członka Zarządu	Funkcja	Wysokość wynagrodzeń, odpraw, odszkodowań itp. wraz z narzutami, wypłaconych przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku (w PLN)
Piotr Szymanek	Wiceprezes Zarządu	179 190,83	1 650,00
Wojciech Topolnicki	Wiceprezes Zarządu	178 643,79	1 650,00
Marek Trawiński	Wiceprezes Zarządu	179 167,10	1 650,00
Paweł Urbański	Wiceprezes Zarządu	148 940,16	0,00
Tomasz Zadroga	Prezes Zarządu	179 167,10	1 650,00

Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu.

Tabela 10: Wynagrodzenia oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Rady Nadzorczej w 2006 roku

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2006 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2006 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)
Halina Bownik-Trymucha	członek Rady Nadzorczej	9 698,02	0,00
Wojciech Cichoński	członek Rady Nadzorczej	32 030,16	0,00
Edward Cyrson	członek Rady Nadzorczej	22 421,08	0,00
Andrzej Kaczanowski	członek Rady Nadzorczej	9 698,02	0,00
Andrzej Kądzielawa	członek Rady Nadzorczej	32 030,16	0,00
Dariusz Marzec	członek Rady Nadzorczej	9 698,02	0,00
Grzegorz Miś	członek Rady Nadzorczej	16 815,81	0,00
Ireneusz Nawrocki	Przewodniczący Rady Nadzorczej	5 338,36	0,00
Joanna Rutkowska	członek Rady Nadzorczej	16 815,81	0,00
Jacek Socha	członek Rady Nadzorczej	6 406,00	0,00
Janusz Starzyński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	22 421,08	0,00
Hanna Szynkiewicz-Wanat	członek Rady Nadzorczej, Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej	32 030,16	0,00
Karol Świątkowski	członek Rady Nadzorczej	9 698,02	0,00
Ryszard Wierzba	członek Rady Nadzorczej	32 030,16	0,00

Tabela 11: Wynagrodzenia oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Rady Nadzorczej w 2007 roku

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2007 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2007 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)
Wojciech Cichoński	członek Rady Nadzorczej, Sekretarz Rady Nadzorczej	33 856,32	0,00
Edward Cyrson	członek Rady Nadzorczej	21 842,79	0,00
Tomasz Dąbrowski	członek Rady Nadzorczej	12 013,53	0,00
Andrzej Kądzielawa	członek Rady Nadzorczej	33 856,32	0,00
Oskar Kowalewski	członek Rady Nadzorczej	12 013,53	0,00
Stanisław Kulisiewicz	członek Rady Nadzorczej	12 013,53	0,00
Grzegorz Miś	członek Rady Nadzorczej, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	33 856,32	0,00
Marcin Orliński	członek Rady Nadzorczej	12 013,53	0,00
Joanna Rutkowska	członek Rady Nadzorczej	33 856,32	0,00
Janusz Starzyński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	33 856,32	0,00
Hanna Szynkiewicz-Wanat	Wiceprzewodnicząca Rady Nadzorczej	16 928,16	0,00
Ryszard Wierzba	członek Rady Nadzorczej	21 842,79	0,00

Tabela 12: Wynagrodzenia oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Rady Nadzorczej w 2008 roku

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę w 2008 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę w 2008 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)
Maciej Bałtowski	członek Rady Nadzorczej, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	31 136,20	0,00
Jacek Barylski	członek Rady Nadzorczej	24 022,61	0,00
Mikołaj Budzanowski	członek Rady Nadzorczej	8 608,10	0,00
Wojciech Cichoński	członek Rady Nadzorczej, Sekretarz Rady Nadzorczej	37 235,04	0,00
Tomasz Dąbrowski	członek Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Zygmunt Gzyra	Przewodniczący Rady Nadzorczej	6 312,84	0,00
Andrzej Jakubecki	członek Rady Nadzorczej	17 423,22	0,00
Andrzej Kądzielawa	członek Rady Nadzorczej	23 522,06	0,00
Jarosław Kocik	członek Rady Nadzorczej	1 408,22	0,00
Oskar Kowalewski	członek Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Stanisław Kulisiewicz	członek Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Grzegorz Miś	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Marcin Orliński	członek Rady Nadzorczej	23 522,06	0,00
Katarzyna Prus	członek Rady Nadzorczej	13 813,00	0,00
Joanna Rutkowska	członek Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Janusz Starzyński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	6 205,84	0,00
Zbigniew Szmuniewski	członek Rady Nadzorczej	31 136,20	0,00
Piotr Szymanek	członek Rady Nadzorczej	14 947,06	0,00
Marcin Zieliński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	24 022,61	0,00

Tabela 13: Wynagrodzenia oraz świadczenia dodatkowe przyznane członkom Rady Nadzorczej od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku

Imię i nazwisko członka Rady Nadzorczej	Funkcja	Wysokość wynagrodzenia wypłaconego przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)	Wysokość świadczeń dodatkowych przyznanych przez Spółkę od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 31 sierpnia 2009 roku z tytułu pełnienia funkcji w Radzie Nadzorczej (w PLN)
Maciej Bałtowski	Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00
Jacek Barylski	członek Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00
Mikołaj Budzanowski	członek Rady Nadzorczej	22 060,48	0,00
Wojciech Cichoński	członek Rady Nadzorczej, Sekretarz Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00
Małgorzata Dec	członek Rady Nadzorczej	3 533,96	0,00
Ryszard Malarski	członek Rady Nadzorczej	25 166,07	0,00
Katarzyna Prus	członek Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00
Zbigniew Szmuniewski	członek Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00
Marcin Zieliński	Przewodniczący Rady Nadzorczej	26 558,24	0,00

Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu.

9. Pozostałe transakcje

W dniu 11 maja 2009 roku Emitent zawarł umowę agencyjną z ING Bank Śląski dotyczącą ustanowienia programu emisji obligacji kierowanych do spółek z Grupy PGE o maksymalnej wartości 5 mld PLN. W związku z tym programem spółki z Grupy PGE obejmują obligacje wyemitowane przez Emitenta. Więcej informacji na ten temat znajduje się w punkcie 4.2. w Rozdziale XIV Prospektu.

W dniu 4 lutego 2005 roku Emitent zawarł z PKO BP S.A. umowę na organizację, prowadzenie i obsługę programu emisji obligacji (obowiązującą do dnia 31 grudnia 2009 roku), w ramach której Emitent emituje obligacje zerokuponowe z gwarancją ich objęcia przez PKO BP S.A. do maksymalnej wartości programu 350 mln PLN. Środki uzyskane z emisji obligacji przeznaczone są na finansowanie prowadzonej przez Emitenta działalności gospodarczej. Na dzień 31 sierpnia 2009 roku łączna wartość nominalna wyemitowanych obligacji wyniosła 350 mln PLN. W dniu 27 kwietnia 2007 roku Emitent zawarł również z PKO BP S.A. umowę kredytu w formie limitu kredytowego wielocelowego (udzielonego na okres od zawarcia umowy do dnia 26 kwietnia 2010 roku) w kwocie 175 mln PLN. PKO BP S.A. jest także członkiem konsorcjum, z którym Emitent

zawarł w dniu 19 maja 2009 roku umowy dotyczące programu emisji obligacji gwarantowanych do maksymalnej kwoty 2 mld PLN. Więcej informacji na ten temat znajduje się w punkcie 4.1. w Rozdziale XIV Prospektu.

W latach 2006-2008 i w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawarł również szereg pomniejszych transakcji z podmiotami powiązanymi. W szczególności przedmiotem umów zawartych w tym okresie z EPC S.A. było świadczenie przez EPC S.A. na rzecz Spółki usług doradztwa w zakresie obrotu energią elektryczną, planowania rozwoju i modernizacji oraz działania dotyczące wykupu gruntów pod inwestycje w sieć przesyłową. Przedmiotem umów zawartych w tym okresie przez Emitenta z Exatel było głównie świadczenie przez Exatel usług głosowych, usług internetowych oraz usług transmisji danych. W dniu 10 kwietnia 2008 roku Emitent zawarł umowy na korzystanie ze znaku towarowego słowno -graficznego „PGE Polska Grupa Energetyczna" ze wszystkimi spółkami z Grupy Kapitałowej, których przedmiotem jest udzielenie licencji na korzystanie ze znaku „PGE Polska Grupa Energetyczna" w celu unifikacji oznaczenia firmy spółek (porównaj opis w punkcie 10. w Rozdziale XIII Prospektu). Wartość poszczególnych transakcji, o których mowa w niniejszym akapicie, nie przekroczyła w danym okresie 10.000 tys. PLN.

W latach 2006-2008 i w 2009 roku do dnia Prospektu Emitent zawierał także umowy z podmiotami powiązanymi, których przedmiotem było świadczenie usług o charakterze doradczym, wspólne zlecanie niektórych usług, prowadzenie wspólnej polityki medycznej oraz podział kosztów, jak również świadczenie usług wsparcia na rzecz PSE Operator oraz spółek z Grupy PGE. W szczególności w zakresie usług wsparcia na rzecz PSE Operator i PGE Energia zaliczono m.in. świadczenie usług obsługi księgowej, doradztwa w zakresie koordynacji podatkowej oraz organizacji ubezpieczeń. Emitent zawierał z podmiotami powiązanymi także inne umowy, w tym m.in.. związane z tworzeniem systemów informatycznych wspierających proces wymiany i współdzielenia dokumentów w postaci elektronicznej dla pracowników spółek Grupy PGE oraz z udostępnieniem aplikacji informatycznych. Zawierane były także umowy w sprawie szkoleń w formie studiów podyplomowych dla pracowników PGE oraz pracowników spółek z Grupy PGE. Ponadto na rzecz podmiotów ze swej Grupy Kapitałowej Emitent świadczył usługi dzierżawy sieci LAN/WAN, systemów infrastruktury telekomunikacyjnej oraz systemu SAP, jak również usługi wynajmu powierzchni biurowej oraz audytu dokonywanych przez spółki zakupów i zawieranych umów. Wartość poszczególnych transakcji, o których mowa w niniejszym akapicie, nie przekroczyła w danym okresie 10.000 tys. PLN, z wyjątkiem transakcji zawieranych w 2009 roku z PGE Elektrownia Bełchatów S.A., których wartość do dnia 31 sierpnia 2009 roku wyniosła 10.179 tys. PLN. Z uwagi na system sprawozdawczości przyjęty w Grupie nie jest możliwe podanie danych uwzględniających okres od dnia 1 września 2009 roku do dnia Prospektu.

W dniu 22 czerwca 2007 roku Emitent zawarł z Górniczym Klubem Sportowym „Bełchatów" S.S.A. umowę sponsoringową. Umowa została zawarta na okres jednego roku, a jej wartość wyniosła 20 mln PLN. Z tytułu powyższej umowy obroty Emitenta z Górniczym Klubem Sportowym „Bełchatów" S.S.A. w 2007 roku wyniosły około 16 mln PLN, natomiast w 2008 roku około 4 mln PLN. Ponadto w dniu 6 maja 2009 roku Emitent zawarł z Górniczym Klubem Sportowym „Bełchatów" S.S.A. umowę zlecenia zorganizowania i przeprowadzenia turnieju piłkarskiego. Wartość wskazanej umowy wyniosła około 25 tys. PLN.

XVIII. OPIS AKCJI I KAPITAŁU ZAKŁADOWEGO

1. Kwestie ogólne

1.1. Wprowadzenie

PGE jest spółką akcyjną utworzoną i działającą zgodnie z prawem polskim. Kwestie dotyczące statusu prawnego Spółki, a także praw i obowiązków akcjonariuszy regulowane są, co do zasady, przepisami polskiego prawa spółek, w tym przepisami KSH. Poniżej zamieszczono podstawowe dane dotyczące kapitału zakładowego Spółki, a także opis praw, obowiązków i ograniczeń natury prawnej związanych z posiadaniem Akcji, w tym Akcji Oferowanych, przez inwestorów. Opis praw, obowiązków i ograniczeń, o których mowa w zdaniu poprzedzającym, został przygotowany w oparciu o brzmienie przepisów Statutu Spółki oraz obowiązujących przepisów prawa, w szczególności przepisów KSH oraz Ustawy o Ofercie.

Poniżej zamieszczono także opis niektórych uprawnień osobistych Skarbu Państwa. Część uprawnień osobistych Skarbu Państwa, w tym w szczególności uprawnienia do otrzymywania informacji o wszelkich istotnych zmianach w finansowej i prawnej sytuacji Spółki, ma charakter przejściowy. Uprawnienia te wygasną w większości z chwilą utraty przez Skarb Państwa statusu akcjonariusza Spółki lub jedynego akcjonariusza Spółki lub z upływem dnia, w którym zostanie złożony wniosek o dopuszczenie przynajmniej jednej Akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym (rynku podstawowym GPW).

Informacje o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa w stosunku do Spółki zostały zamieszczone w punkcie 9.2. w Rozdziale VIII, w punkcie 2.1. w Rozdziale XIV, w punkcie 1. w Rozdziale XV oraz w punkcie 4. niniejszego Rozdziału XVII Prospektu.

1.2. Kapitał zakładowy Spółki oraz rodzaje Akcji

Na dzień Prospektu kapitał zakładowy Spółki wynosi 14.705.765.000 PLN i dzieli się na 1.470.576.500 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10 PLN każda. Akcje Istniejące składające się na kapitał zakładowy Spółki zostały wyemitowane i opłacone w całości. Akcje Spółki nie są uprzywilejowane, są tożsame w zakresie inkorporowanych w nich praw, w szczególności każda Akcja daje prawo do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu. Na dzień Prospektu wszystkie Akcje posiadane są przez Skarb Państwa. Wszystkie Akcje Istniejące zostały utworzone na podstawie właściwych przepisów KH, KSH i Statutu.

Statut nie przewiduje możliwości podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w granicach kapitału docelowego. Wśród wyemitowanych Akcji, na dzień Prospektu, nie występują Akcje wyemitowane w granicach kapitału docelowego. Ponadto według stanu na dzień Prospektu: (i) nie istnieją akcje, które nie reprezentują kapitału zakładowego Spółki (nie stanowią udziału w kapitale zakładowym Spółki); (ii) nie istnieją papiery wartościowe zamienne lub wymienne na papiery wartościowe (w tym akcje) Spółki, ani wyemitowane przez Spółkę papiery wartościowe z warrantami; (iii) nie istnieją inne prawa nabycia lub zobowiązania w odniesieniu do kapitału autoryzowanego (docelowego), ale niewyemitowanego lub zobowiązania do podwyższenia kapitału Spółki (z zastrzeżeniem podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w wyniku połączenia z PGE Energia oraz PGE GiE zgodnie z przepisami Ustawy o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących, porównaj opis w punkcie 4. w Rozdziale XVI Prospektu); (iv) ani kapitał Spółki ani kapitał żadnego z podmiotów z Grupy PGE nie jest przedmiotem opcji, nie zostało również uzgodnione warunkowo ani bezwarunkowo, że kapitał któregokolwiek z tych podmiotów stanie się przedmiotem opcji; (v) Spółka nie posiada akcji własnych, Akcji Spółki nie posiada również żaden podmiot zależny Spółki ani osoba trzecia działająca w imieniu lub na rzecz Spółki.

W dniu 3 września 2009 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę nr 2 w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz w sprawie zmiany Statutu, zmienioną w dniu 6 października 2009 roku uchwałą nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia (Uchwała Emisyjna). Treść Uchwały Emisyjnej stanowi załącznik nr 4 do Prospektu. Zgodnie z Uchwałą Emisyjną podwyższenie kapitału zakładowego Spółki nastąpi o kwotę nie wyższą niż 2.595.135.000,00 PLN w drodze emisji nie więcej niż 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B, o wartości nominalnej 10 PLN każda. Zarząd Spółki został upoważniony do podjęcia wszelkich czynności faktycznych i prawnych związanych z podwyższeniem kapitału zakładowego Spółki oraz do określenia szczegółowych warunków subskrypcji i przydziału Akcji Serii B. Ostateczną wysokość objętego kapitału w granicach Uchwały Emisyjnej określi Zarząd na podstawie art. 310 w zw. z art. 431 § 7 KSH.

Wszystkie wnioski kierowane przez Zarząd do Walnego Zgromadzenia o podjęcie uchwał dotyczących emisji Akcji Oferowanych oraz ubiegania się o dopuszczenie Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych oraz PDA do obrotu na GPW, w tym dotyczące Uchwały Emisyjnej, zostały zaopiniowane przez Radę Nadzorczą zgodnie z § 19 ust. 1 punkt 10 Statutu. Ponadto, wszystkie czynności związane z Ofertą, które wymagają uzyskania zgody lub opinii Rady Nadzorczej zgodnie ze Statutem lub obowiązującymi przepisami prawa dokonywane są z uwzględnieniem takich zgód oraz opinii.

Na podstawie art. 1a ust. 2 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji prywatyzacja Spółki wymaga uzyskania zgody Rady Ministrów. W dniu 7 października 2008 roku Rada Ministrów na wniosek Ministra Skarbu Państwa, działając na podstawie art. 1a ust. 2 Ustawy o Komercjalizacji i Prywatyzacji, wyraziła zgodę na prywatyzację Spółki poprzez podwyższenie kapitału zakładowego w trybie oferty publicznej nowej emisji akcji na GPW.

1.3. Zmiany kapitału zakładowego Spółki w okresie objętym sprawozdaniami finansowymi

W okresie objętym sprawozdaniami finansowymi, na początek i koniec każdego roku obrotowego, wysokość kapitału zakładowego Spółki przedstawiała się następująco:

- w 2006 roku kapitał zakładowy Spółki nie ulegał zmianie; na dzień 1 stycznia 2006 roku oraz na dzień 31 grudnia 2006 roku wyemitowane były 397.452 akcje Spółki o wartości nominalnej 1.000 PLN każda, a kapitał zakładowy Spółki wynosił 397.452.000 PLN;
- na dzień 1 stycznia 2007 roku wyemitowane były 397.452 akcje Spółki o wartości nominalnej 1.000 PLN każda, zaś na dzień 31 grudnia 2007 roku wyemitowanych było 14.705.765 akcji Spółki o wartości nominalnej 1.000 PLN każda; zmiana liczby akcji Spółki w tym okresie nastąpiła w związku z uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 9 maja 2007 roku o podwyższeniu kapitału zakładowego o kwotę 14.308.313.000 PLN (z kwoty 397.452.000 PLN do kwoty 14.705.765.000 PLN) w drodze emisji 14.308.313 akcji imiennych serii E o wartości nominalnej 1.000 PLN każda objętych przez jedynego akcjonariusza, Skarb Państwa i pokrytych w całości wkładem niepieniężnym o łącznej wartości 14.308.313.376,17 PLN w postaci: (i) 6.391.456.984 akcji serii B o wartości nominalnej 1 PLN każda akcja spółki PGE Energia oraz (ii) 325.363.824 akcji serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda spółki PGE GiE; powyższe podwyższenie kapitału zakładowego Spółki zostało zarejestrowane w rejestrze przedsiębiorców KRS w dniu 6 czerwca 2007 roku;
- na dzień 1 stycznia 2008 roku wyemitowanych było 14.705.765 akcji Spółki o wartości nominalnej 1.000 PLN każda, zaś na dzień 31 grudnia 2008 roku wyemitowanych było 1.470.576.500 akcji Spółki o wartości nominalnej 10 PLN każda; zmiana liczby wyemitowanych akcji Spółki w tym okresie nastąpiła w związku z uchwałą Walnego Zgromadzenia z dnia 12 września 2008 roku o zmianie Statutu obejmującej między innymi konwersję wszystkich akcji Spółki na akcje zwykłe na okaziciela serii A oraz zmianę ich wartości nominalnej z 1.000 PLN na 10 PLN, zarejestrowanej w rejestrze przedsiębiorców KRS w dniu 30 września 2008 roku; kapitał zakładowy Spółki nie uległ zmianie i wynosił 14.705.765.000 PLN.

Poza przypadkami opisanymi powyżej, w okresie objętym sprawozdaniami finansowymi nie wystąpiły przypadki podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji stanowiących ponad 10% ogółu Akcji Spółki, które zostałyby pokryte wkładami niepieniężnymi.

Zgodnie z Uchwałą Emisyjną Akcje Oferowane będą akcjami na okaziciela serii B i będą tożsame w zakresie praw i obowiązków z pozostałymi Akcjami. Nabywcy Akcji Oferowanych nie odpowiadają, co do zasady, za żadne zobowiązania Spółki. Jedynym obowiązkiem świadczenia na rzecz Spółki ze strony posiadaczy Akcji Oferowanych jest obowiązek uiszczenia wkładu pieniężnego, tj. ceny nabycia Akcji Oferowanych.

2. Umowy akcjonariuszy oraz ograniczenia związane ze strukturą akcjonariatu

Według stanu na dzień Prospektu jedynym akcjonariuszem Spółki jest Skarb Państwa. Zarząd Spółki nie posiada żadnych informacji o umowach zawartych przez Skarb Państwa jako akcjonariusza Emitenta. Po przeprowadzeniu Oferty Globalnej Skarb Państwa utrzyma status akcjonariusza większościowego PGE.

Sposób wykonywania przez Skarb Państwa praw (w tym prawa głosu) z posiadanych Akcji, w szczególności zaś uchwały Walnego Zgromadzenia (w tym uchwały dotyczące strategii PGE, możliwych przekształceń, podziałów i połączeń podmiotów z Grupy PGE) oraz inne ustalenia mogące mieć wpływ na cenę Akcji oraz prawa i obowiązki akcjonariuszy PGE stanowią pochodną ogólnej polityki rządu polskiego względem sektora energetycznego oraz Grupy PGE jako grupy z tego sektora. Opis znanych obecnie elementów polityki rządowej dotyczących PGE i Grupy PGE został zamieszczony w Rozdziałach II, VIII i XII Prospektu.

3. Ograniczenia zbywalności Akcji

Zgodnie z przepisami KSH co do zasady akcje w spółce akcyjnej są zbywalne. Od chwili zarejestrowania Akcji w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW (dematerializacja) Akcje występować będą wyłącznie w formie zapisów na rachunkach papierów wartościowych prowadzonych przez wyspecjalizowane podmioty. Zgodnie z art. 7 ust. 2 i 4 Ustawy o Obrocie umowa zobowiązująca do przeniesienia zdematerializowanych papierów wartościowych przenosi te papiery z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych, a dokonanie zapisu na rachunku papierów wartościowych następuje po dokonaniu zarejestrowania przeniesienia papierów wartościowych pomiędzy odpowiednimi kontami depozytowymi prowadzonymi przez KDPW.

Zgodnie z art. 75 ust. 4 Ustawy o Ofercie akcje spółki publicznej obciążone zastawem, do chwili jego wygaśnięcia, nie mogą być przedmiotem obrotu, z wyjątkiem przypadku, gdy nabycie tych akcji następuje w wykonaniu umowy o ustanowienie zabezpieczenia finansowego w rozumieniu ustawy z dnia 2 kwietnia 2004 roku o niektórych zabezpieczeniach finansowych (Dz.U. z 2004 roku Nr 91, poz. 871, z późn. zm.). Natomiast, zgodnie z art. 340 KSH w okresie, gdy akcje spółki publicznej, na których ustanowiono zastaw lub użytkowanie, są zapisane na rachunku papierów wartościowych prowadzonym przez podmiot uprawniony zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie, prawo głosu z tych akcji przysługuje akcjonariuszowi.

Ponadto przepisy Statutu nie zawierają ograniczeń w zakresie swobody przenoszenia Akcji.

4. Prawa akcjonariuszy związane z Walnym Zgromadzeniem

Informacja zawarta w punktach 4.-8. niniejszego Rozdziału stanowi jedynie podsumowanie przepisów KSH oraz Statutu Emitenta dotyczących wykonywania praw z akcji w Spółce, a w celu uzyskania pełnej informacji na ten temat zaleca się zapoznanie z odpowiednimi przepisami KSH

oraz Statutem. W rozdziale przedstawiono, co do zasady, przepisy mające zastosowanie do Emitenta po uzyskaniu statusu „spółki publicznej" (to jest po dokonaniu dematerializacji akcji). Ponadto, mając na uwadze, iż w dniu 3 sierpnia 2009 roku weszła w życie nowelizacja KSH, w wyniku której część obecnie obowiązujących przepisów Statutu stała się niezgodna z przepisami KSH, przepisy Statutu niezgodne z KSH zostały pominięte w opisie. W dniu 3 września 2009 roku Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie podjęło uchwałę w sprawie zmiany Statutu w celu m.in. zmiany przepisów Statutu niezgodnych z KSH (porównaj uchwałę nr 4 w Załączniku 5 do Prospektu). Zmiany Statutu wejdą w życie w dniu zarejestrowania ich w KRS, co na dzień Prospektu jeszcze nie nastąpiło. W szczególności, w celu ograniczenia ryzyka wejścia w życie zmian Statutu objętych uchwałą z dnia 3 września 2009 roku w trakcie realizacji Oferty oraz składania przez inwestorów oświadczeń o wyrażeniu zgody na brzmienie Statutu, które może ulec zmianie w trakcie trwania zapisów na Akcje Oferowane, w dniu 8 października 2009 roku Emitent złożył wniosek o zawieszenie postępowania w sprawie rejestracji powyższych zmian Statutu. W przypadku zawieszenia postępowania, zamiarem Emitenta jest złożenie wniosku o podjęcie tego postępowania niezwłocznie po dokonaniu przydziału Akcji Oferowanych.

4.1. Zwoływanie Walnego Zgromadzenia

Zgodnie z art. 395 § 1 KSH Zwyczajne Walne Zgromadzenie powinno się odbyć w terminie sześciu miesięcy po upływie każdego roku obrotowego Spółki. Przedmiotem obrad Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia powinno być: (i) rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania Zarządu z działalności Spółki oraz sprawozdania finansowego za ubiegły rok obrotowy, (ii) powzięcie uchwały o podziale zysku albo o pokryciu straty oraz (iii) udzielenie członkom organów Spółki absolutorium z wykonania przez nich obowiązków.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie zwoływane jest natomiast w przypadkach określonych w KSH, Statucie, a także gdy organy Spółki lub osoby uprawnione do zwoływania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia uznają to za wskazane.

Walne Zgromadzenie zwołuje Zarząd Spółki z własnej inicjatywy, jak również: (i) na pisemne żądanie Rady Nadzorczej; (ii) na pisemne żądanie akcjonariusza lub akcjonariuszy przedstawiających co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego; oraz (iii) na pisemne żądanie Skarbu Państwa, dopóki pozostaje on akcjonariuszem Spółki. W przypadku zgłoszenia żądania przez Radę Nadzorczą, uprawnionego akcjonariusza (akcjonariuszy) lub Skarb Państwa, zwołanie Walnego Zgromadzenia powinno nastąpić w ciągu dwóch tygodni od daty zgłoszenia tego żądania. W przypadku, gdy Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane w terminie wskazanym w zdaniu poprzedzającym: (i) jeżeli z żądaniem wystąpiła Rada Nadzorcza – uzyskuje ona prawo do zwołania Walnego Zgromadzenia, (ii) jeżeli z żądaniem wystąpił Skarb Państwa lub uprawniony akcjonariusz (akcjonariusze) – sąd rejestrowy może upoważnić ich do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia.

Rada Nadzorcza może zwołać Zwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli Zarząd nie zwoła go w terminie wskazanym powyżej, oraz Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie, jeżeli zwołanie go uzna za wskazane.

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie mogą zwołać akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej połowę kapitału zakładowego (co najmniej połowę ogółu głosów w Spółce). Akcjonariusze wyznaczają przewodniczącego tego zgromadzenia.

Akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego Spółki mogą żądać zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia i umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego zgromadzenia. Żądanie zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia należy złożyć Zarządowi na piśmie lub w postaci elektronicznej. Jeżeli w terminie dwóch tygodni od dnia przedstawienia żądania Zarządowi Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane, sąd rejestrowy może upoważnić do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia akcjonariuszy występujących z tym żądaniem. Sąd wyznacza przewodniczącego tego zgromadzenia. Zgromadzenie zwołane na żądanie uprawnionych akcjonariuszy podejmuje uchwałę rozstrzygającą, czy koszty zwołania i odbycia zgromadzenia ma ponieść Spółka. Akcjonariusze, na żądanie których zostało zwołane zgromadzenie, mogą zwrócić się do sądu rejestrowego o zwolnienie z obowiązku pokrycia kosztów nałożonych uchwałą zgromadzenia. W przypadku zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia na podstawie upoważnienia sądu rejestrowego w zawiadomieniu o zwołaniu tego zgromadzenia należy powołać się na postanowienie sądu rejestrowego.

Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia Spółki. Żądanie powinno zostać zgłoszone Zarządowi nie później niż na dwadzieścia jeden dni przed wyznaczonym terminem zgromadzenia. Żądanie powinno zawierać uzasadnienie lub projekt uchwały dotyczącej proponowanego punktu porządku obrad. Żądanie może zostać złożone w postaci elektronicznej. Zarząd jest obowiązany niezwłocznie, jednak nie później niż na osiemnaście dni przed wyznaczonym terminem Walnego Zgromadzenia, ogłosić zmiany w porządku obrad, wprowadzone na żądanie akcjonariuszy. Ogłoszenie następuje na stronie internetowej Spółki oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie, tj. w formie Raportów Bieżących.

Od chwili uzyskania przez Spółkę statusu „spółki publicznej" akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad. Spółka niezwłocznie ogłasza projekty uchwał na stronie internetowej. Każdy z akcjonariuszy może podczas Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad.

Od chwili uzyskania przez Spółkę statusu „spółki publicznej" Walne Zgromadzenie zwoływane będzie przez ogłoszenie dokonywane na stronie internetowej Spółki oraz w sposób określony dla przekazywania informacji bieżących zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie, tj. w formie Raportów Bieżących. Ogłoszenie powinno być dokonane co najmniej na dwadzieścia sześć dni przed terminem Walnego Zgromadzenia. Ogłoszenie o Walnym Zgromadzeniu powinno zawierać co najmniej:

– datę, godzinę i miejsce Walnego Zgromadzenia oraz szczegółowy porządek obrad;

- precyzyjny opis procedur dotyczących uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu i wykonywania prawa głosu, w szczególności informacje o: (i) prawie akcjonariusza do żądania umieszenia określonych spraw w porządku obrad Walnego Zgromadzenia, (ii) prawie akcjonariusza do zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia, (iii) prawie akcjonariusza do zgłaszania projektów uchwał dotyczących spraw wprowadzonych do porządku obrad podczas Walnego Zgromadzenia, (iv) sposobie wykonywania prawa głosu przez pełnomocnika, w tym w szczególności o formularzach stosowanych podczas głosowania przez pełnomocnika, oraz sposobie zawiadamiania Spółki przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej o ustanowieniu pełnomocnika, (v) możliwości i sposobie uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, (vi) sposobie wypowiadania się w trakcie Walnego Zgromadzenia przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej, (vii) sposobie wykonywania prawa głosu drogą korespondencyjną lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej;
- dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu;
- informację, że prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu mają tylko osoby będące akcjonariuszami Spółki w dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu;
- wskazanie, gdzie i w jaki sposób osoba uprawniona do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu może uzyskać pełny tekst dokumentacji, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu, oraz projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia; oraz
- wskazanie adresu strony internetowej, na której będą udostępnione informacje dotyczące Walnego Zgromadzenia.

Od dnia zwołania Walnego Zgromadzenia Spółka zamieszcza na swojej stronie internetowej:

- ogłoszenie o zwołaniu Walnego Zgromadzenia;
- informację o ogólnej liczbie Akcji w Spółce i liczbie głosów z tych Akcji w dniu ogłoszenia, a jeżeli Akcje są różnych rodzajów – także o podziale Akcji na poszczególne rodzaje i liczbie głosów z Akcji poszczególnych rodzajów;
- dokumentację, która ma być przedstawiona Walnemu Zgromadzeniu;
- projekty uchwał lub, jeżeli nie przewiduje się podejmowania uchwał, uwagi Zarządu lub Rady Nadzorczej, dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad przed terminem Walnego Zgromadzenia; oraz
- formularze pozwalające na wykonywanie prawa głosu przez pełnomocnika lub drogą korespondencyjną, jeżeli nie są one wysyłane bezpośrednio do wszystkich akcjonariuszy.

Jeżeli formularze pozwalające na wykonywanie prawa głosu przez pełnomocnika lub drogą korespondencyjną z przyczyn technicznych nie mogą zostać udostępnione na stronie internetowej, Spółka wskaże na swojej stronie sposób i miejsce uzyskania formularzy. W takim przypadku Spółka wyśle formularze nieodpłatnie pocztą każdemu akcjonariuszowi na jego żądanie. Formularze pozwalające na wykonywanie prawa głosu przez pełnomocnika lub drogą korespondencyjną powinny zawierać proponowaną treść uchwały Walnego Zgromadzenia i umożliwiać:

- identyfikację akcjonariusza oddającego głos oraz jego pełnomocnika, jeżeli akcjonariusz wykonuje prawo głosu przez pełnomocnika;
- oddanie głosu w rozumieniu art. 4 § 1 pkt 9 KSH;
- złożenie sprzeciwu przez akcjonariuszy głosujących przeciwko uchwale; oraz
- zamieszczenie instrukcji dotyczących sposobu głosowania w odniesieniu do każdej z uchwał, nad którą głosować ma pełnomocnik.

Jakkolwiek, o ile Statut Spółki lub KSH nie stanowią inaczej, prawidłowo zwołane Walne Zgromadzenie jest ważne bez względu na liczbę reprezentowanych na nim akcji, w sprawach nie objętych porządkiem obrad Walnego Zgromadzenia uchwały podjąć nie można, chyba że cały kapitał zakładowy jest reprezentowany na Walnym Zgromadzeniu, a nikt z obecnych nie zgłosi sprzeciwu dotyczącego powzięcia uchwały.

Walne Zgromadzenie odbywa się w siedzibie Spółki (zgodnie ze Statutem Spółki, siedzibą Spółki jest Warszawa).

4.2. Uczestnictwo i głosowanie na Walnym Zgromadzeniu

Z chwilą dematerializacji Akcji w KDPW Spółka uzyska status „spółki publicznej" w rozumieniu art. 4 pkt 20 Ustawy o Ofercie oraz art. 4 § 1 pkt 6 KSH. W odniesieniu do PGE jako spółki publicznej znajdą zastosowanie następujące regulacje dotyczące uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu Spółki:

- prawo uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu mają tylko osoby będące akcjonariuszami Spółki na szesnaście dni przed datą Walnego Zgromadzenia (dzień rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu);
- na żądanie uprawnionego ze zdematerializowanych Akcji Spółki zgłoszone nie wcześniej niż po ogłoszeniu o zwołaniu Walnego Zgromadzenia i nie później niż w pierwszym dniu powszednim po dniu rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu, podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych wystawia imienne zaświadczenie o prawie uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu; zaświad-

czenie o prawie uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu zawiera: (i) firmę (nazwę), siedzibę, adres i pieczęć wystawiającego oraz numer zaświadczenia, (ii) liczbę Akcji, (iii) rodzaj i kod Akcji, (iv) firmę (nazwę), siedzibę i adres Spółki, (v) wartość nominalną Akcji, (vi) imię i nazwisko albo firmę (nazwę) uprawnionego z Akcji, (vii) siedzibę (miejsce zamieszkania) i adres uprawnionego z Akcji, (viii) cel wystawienia zaświadczenia, (ix) datę i miejsce wystawienia zaświadczenia oraz (x) podpis osoby upoważnionej do wystawienia zaświadczenia; na żądanie uprawnionego ze zdematerializowanych Akcji w treści zaświadczenia powinna zostać wskazana część lub wszystkie Akcje zarejestrowane na jego rachunku papierów wartościowych;

– zaświadczenia o prawie uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu wystawione przez podmiot prowadzący rachunek papierów wartościowych będzie stanowić podstawę dla sporządzenia wykazu przez ten podmiot, który zostanie następnie przekazany KDPW jako podmiotowi prowadzącemu depozyt papierów wartościowych; na tej podstawie KDPW sporządzi wykaz uprawnionych z Akcji do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu; wykaz sporządzony przez KDPW zostanie przekazany Spółce i będzie stanowić podstawę dla ustalenia przez Spółkę listy uprawnionych z Akcji do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu.

W okresie między dniem rejestracji uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu a dniem zakończenia Walnego Zgromadzenia akcjonariusz Spółki może przenosić Akcje.

Każda Akcja uprawnia do jednego głosu na Walnym Zgromadzeniu Spółki. Akcjonariusz może głosować odmiennie z każdej z posiadanych Akcji.

Zgodnie z postanowieniami KSH akcjonariusze spółki akcyjnej mogą uczestniczyć w walnym zgromadzeniu tej spółki oraz wykonywać prawo głosu osobiście lub przez pełnomocnika. Pełnomocnictwo do uczestniczenia w Walnym Zgromadzeniu i wykonywania prawa głosu wymaga udzielenia na piśmie lub w postaci elektronicznej. Udzielenie pełnomocnictwa w postaci elektronicznej nie wymaga opatrzenia bezpiecznym podpisem elektronicznym weryfikowanym przy pomocy ważnego kwalifikowanego certyfikatu. Spółka wskaże akcjonariuszom co najmniej jeden sposób zawiadamiania przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej o udzieleniu pełnomocnictwa w postaci elektronicznej. Jeżeli pełnomocnikiem na Walnym Zgromadzeniu jest członek Zarządu, Rady Nadzorczej, likwidator, pracownik Spółki lub członek organów lub pracownik spółki lub spółdzielni zależnej od Spółki, pełnomocnictwo może upoważniać do reprezentacji tylko na jednym Walnym Zgromadzeniu. Pełnomocnik ma obowiązek ujawnić akcjonariuszowi okoliczności wskazujące na istnienie bądź możliwość wystąpienia konfliktu interesów. Udzielenie dalszego pełnomocnictwa jest wyłączone. Pełnomocnik – członek Zarządu, Rady Nadzorczej, likwidator, pracownik Spółki lub członek organów lub pracownik spółki lub spółdzielni zależnej od Spółki – głosuje zgodnie z instrukcjami udzielonymi przez akcjonariusza Spółki.

Od chwili uzyskania przez Spółkę statusu „spółki publicznej" akcjonariusz Spółki może głosować jako pełnomocnik przy powzięciu uchwał dotyczących jego odpowiedzialności wobec Spółki z jakiegokolwiek tytułu, w tym udzielenia absolutorium, zwolnienia z zobowiązania wobec spółki oraz sporu pomiędzy nim a Spółką. W takim przypadku: (i) pełnomocnictwo może upoważniać do reprezentacji tylko na jednym Walnym Zgromadzeniu, (ii) akcjonariusz ma obowiązek ujawnić okoliczności wskazujące na istnienie bądź możliwość wystąpienia konfliktu interesów, (iii) udzielenie dalszego pełnomocnictwa jest wyłączone, (iv) pełnomocnik głosuje zgodnie z instrukcjami udzielonymi przez akcjonariusza Spółki.

Walne zgromadzenie spółki akcyjnej jest organem uprawnionym do podejmowania, w drodze uchwał, decyzji dotyczących spraw w zakresie organizacji i funkcjonowania tej spółki. Zgodnie z art. 414 KSH uchwały podejmowane przez walne zgromadzenie spółki akcyjnej zapadają bezwzględną większością głosów z wyjątkiem szczególnych przypadków przewidzianych przez KSH. Również statut spółki akcyjnej może przewidywać inne od kodeksowych wymogi dotyczące podjęcia uchwały przez walne zgromadzenie tej spółki. W odniesieniu do tych szczególnych przypadków podjęcie uchwały wymaga kwalifikowanej większości głosów. Do najistotniejszych kompetencji walnego zgromadzenia spółki akcyjnej określonych przez KSH należą w szczególności:

– rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdania zarządu z działalności spółki akcyjnej oraz sprawozdania finansowego za zakończony rok obrotowy oraz udzielenie absolutorium członkom organów tej spółki z wykonania przez nich obowiązków;

– podjęcie decyzji o emisji obligacji zamiennych lub z prawem pierwszeństwa (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów) z zastrzeżeniem wymogu czterech piątych głosów w przypadku, gdy na potrzeby podwyższenia kapitału zakładowego spółki akcyjnej w związku z emisją tych obligacji podejmowana jest uchwała o pozbawieniu dotychczasowych akcjonariuszy spółki prawa poboru nowych akcji w całości lub w części;

– podjęcie decyzji o emisji warrantów subskrypcyjnych (do podjęcia takiej uchwały znajdują zastosowanie opisane poniżej wymogi dotyczące warunkowego podwyższenia kapitału zakładowego spółki akcyjnej);

– podjęcie decyzji o podziale zysku lub pokryciu straty oraz ustalenie kwoty pochodzącej z zysku spółki przeznaczonej do podziału pomiędzy akcjonariuszy w formie dywidendy;

– ustalenie dnia dywidendy, to jest dnia, według którego ustala się listę akcjonariuszy spółki uprawnionych do dywidendy za poprzedni rok obrotowy, oraz terminu wypłaty dywidendy;

– powoływanie i odwoływanie członków rady nadzorczej, jeżeli statut nie stanowi inaczej;

– podjęcie decyzji o zmianie statutu spółki akcyjnej (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów); w przypadku podjęcia przez walne zgromadzenie spółki publicznej uchwały w sprawie zmiany statutu tej spółki przewidującej upoważnienie zarządu do podwyższenia kapitału zakładowego spółki w granicach kapitału docelowego, do podjęcia takiej uchwały wymagana jest większość trzech czwartych głosów w obecności akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną trzecią kapitału zakładowego spółki (jeżeli walne zgromadzenie zwołane w celu podjęcia uchwały w sprawie kapitału docelowego nie odbyło się z powodu braku kworum wskazanego

powyżej, można zwołać kolejne walne zgromadzenie, które będzie mogło podjąć uchwałę w sprawie kapitału docelowego bez względu na liczbę akcjonariuszy obecnych na tym walnym zgromadzeniu);

- podjęcie decyzji o podwyższeniu kapitału zakładowego spółki (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów z uwagi na fakt, że podwyższenie kapitału zakładowego spółki akcyjnej wymaga zmiany jej statutu); jednakże w przypadku podjęcia przez walne zgromadzenie spółki publicznej: (i) uchwały w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego tej spółki przewidującej objęcie nowych akcji w drodze subskrypcji prywatnej lub subskrypcji otwartej przez oznaczonego adresata albo (ii) uchwały o warunkowym podwyższeniu kapitału zakładowego, do podjęcia danej uchwały wymagana jest większość trzech czwartych głosów w obecności akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną trzecią kapitału zakładowego spółki publicznej (jeżeli walne zgromadzenie zwołane w celu powzięcia danej uchwały nie odbyło się z powodu braku kworum wskazanego powyżej, można zwołać kolejne walne zgromadzenie, podczas którego uchwała może być powzięta bez względu na liczbę akcjonariuszy obecnych na tym walnym zgromadzeniu);
- podjęcie decyzji o obniżeniu kapitału zakładowego spółki (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów) z uwagi na fakt, że obniżenie kapitału zakładowego spółki akcyjnej wymaga zmiany jej statutu;
- podjęcie decyzji o umorzeniu akcji spółki (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów, jednakże, zgodnie z art. 415 § 4 KSH, gdy na walnym zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej połowa kapitału zakładowego spółki, do podjęcia przez walne zgromadzenie uchwały o umorzeniu akcji spółki wystarczy zwykła większość głosów);
- podjęcie decyzji o pozbawieniu dotychczasowych akcjonariuszy spółki prawa poboru nowych akcji w całości lub w części (podjęcie tej uchwały wymaga większości co najmniej czterech piątych głosów);
- podjęcie decyzji o zbyciu przedsiębiorstwa spółki albo jego zorganizowanej części (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów) oraz wydzierżawieniu lub ustanowieniu na nich ograniczonego prawa rzeczowego;
- podjęcie decyzji o istotnej zmianie przedmiotu działalności spółki (podjęcie tej uchwały wymaga większości dwóch trzecich głosów);
- podjęcie decyzji o rozwiązaniu spółki (podjęcie tej uchwały wymaga większości trzech czwartych głosów, jednakże gdy bilans spółki wykaże stratę przewyższającą sumę kapitałów zapasowego i rezerwowych oraz jedną trzecią kapitału zakładowego, do podjęcia przez walne zgromadzenie decyzji o rozwiązaniu spółki wystarczy bezwzględna większość głosów) lub przeniesieniu siedziby spółki za granicę;
- wybór likwidatorów spółki;
- podjęcie decyzji o połączeniu spółki akcyjnej z inną spółką lub spółkami (w przypadku spółki publicznej uchwała walnego zgromadzenia w sprawie połączenia tej spółki publicznej z inną spółką wymaga większości dwóch trzecich głosów, chyba że statut przewiduje surowsze warunki), podziale spółki (w przypadku podziału spółki publicznej do podjęcia uchwały wymagana jest większość dwóch trzecich głosów, chyba że statut przewiduje surowsze warunki) bądź przekształceniu spółki (przekształcenie spółki akcyjnej w spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością jest możliwe, jeżeli za uchwałą o przekształceniu głosowali akcjonariusze reprezentujący co najmniej połowę kapitału zakładowego, większością trzech czwartych głosów, chyba że statut przewiduje surowsze warunki);
- podjęcie decyzji o finansowaniu przez spółkę nabycia lub objęcia emitowanych przez nią akcji (podjęcie tej uchwały wymaga większości dwóch trzecich głosów; jeżeli jednak na walnym zgromadzeniu jest reprezentowana co najmniej połowa kapitału zakładowego, do podjęcia uchwały wystarczy bezwzględna większość głosów).

Niezależnie od spraw wymienionych przez przepisy KSH, zgodnie ze Statutem Spółki Walne Zgromadzenie ustala wysokość wynagrodzenia członków Zarządu Spółki oraz wyraża zgodę na zawarcie przez Spółkę umowy kredytu, pożyczki, poręczenia lub innej podobnej umowy z członkiem Zarządu, Rady Nadzorczej, prokurentem, likwidatorem albo na rzecz którejkolwiek z tych osób. Ponadto nabycie i zbycie nieruchomości, użytkowania wieczystego lub udziału w nieruchomości nie wymaga uchwały Walnego Zgromadzenia.

Poza kwalifikowanymi większościami głosów wskazanymi powyżej należy zwrócić również uwagę na wymóg KSH przewidujący, iż do podjęcia uchwały w sprawie zarządzenia przerwy w obradach walnego zgromadzenia konieczna jest większość dwóch trzecich głosów. Łącznie przerwy nie mogą trwać dłużej niż trzydzieści dni.

Zgodnie ze Statutem Walne Zgromadzenie otwiera Przewodniczący Rady Nadzorczej lub w jego zastępstwie Wiceprzewodniczący Rady, a w razie nieobecności tych osób do otwarcia Walnego Zgromadzenia upoważnieni są, w kolejności: Prezes Zarządu, osoba wyznaczona przez Zarząd albo akcjonariusz, który zarejestrował na danym Walnym Zgromadzeniu akcje uprawniające do wykonywania największej liczby głosów. Następnie, z zastrzeżeniem art. 400 § 3 KSH, spośród osób uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu wybiera się Przewodniczącego Zgromadzenia.

Głosowanie na Walnym Zgromadzeniu jest jawne. Tajne głosowanie zarządza się przy wyborach organów Spółki albo likwidatora Spółki oraz nad wnioskiem o odwołanie członków organów Spółki lub likwidatorów, o pociągnięcie ich do odpowiedzialności, jak również w sprawach osobowych. Poza tym głosowanie tajne zarządza się na żądanie choćby jednego z akcjonariuszy obecnych lub reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu.

W terminie tygodnia od zakończenia Walnego Zgromadzenia Spółka ujawni na swojej stronie internetowej wyniki głosowania nad uchwałami powziętymi przez Walne Zgromadzenie, w zakresie zgodnym z art. 421 § 2 KSH. Wyniki głosowania będą dostępne co najmniej do dnia upływu terminu do zaskarżenia uchwały Walnego Zgromadzenia.

4.3. Prawo do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia oraz wyznaczenia przewodniczącego tego zgromadzenia

Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie mogą zwołać akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej połowę kapitału zakładowego Spółki (co najmniej połowę ogółu głosów w Spółce). Akcjonariusze wyznaczają przewodniczącego tego zgromadzenia.

4.4. Prawo do żądania zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia i umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia

Zgodnie z art. 400 KSH akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego Spółki mogą żądać zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia i umieszczenia określonych spraw w porządku obrad tego zgromadzenia. Jeżeli w terminie dwóch tygodni od dnia przedstawienia żądania Zarządowi Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie nie zostanie zwołane, sąd rejestrowy może upoważnić do zwołania Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia akcjonariuszy występujących z tym żądaniem.

Akcjonariusz lub akcjonariusze reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą żądać umieszczenia określonych spraw w porządku obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia Spółki.

Szczegółowe informacje na temat zasad realizacji uprawnień wskazanych w ustępach poprzedzających zostały zamieszczone w punkcie 4.1. powyżej.

Jak wskazano wyżej, zgodnie ze Statutem uprawnienie opisane w niniejszym punkcie w Spółce posiada również Skarb Państwa, dopóki pozostaje on akcjonariuszem.

4.5. Prawo do zgłaszania projektów uchwał Walnego Zgromadzenia

Od chwili uzyskania przez Spółkę statusu „spółki publicznej" akcjonariusz lub akcjonariusze Spółki reprezentujący co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego mogą przed terminem Walnego Zgromadzenia zgłaszać Spółce na piśmie lub przy wykorzystaniu środków komunikacji elektronicznej projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad Walnego Zgromadzenia lub spraw, które mają zostać wprowadzone do porządku obrad.

Każdy z akcjonariuszy może podczas Walnego Zgromadzenia zgłaszać projekty uchwał dotyczące spraw wprowadzonych do porządku obrad.

4.6. Prawo przeglądania lub żądania przesłania listy akcjonariuszy

Akcjonariusz Spółki ma prawo przeglądać listę akcjonariuszy uprawnionych do uczestnictwa w Walnym Zgromadzeniu oraz żądać odpisu listy za zwrotem kosztów jego sporządzenia.

Od chwili uzyskania przez Spółkę statusu „spółki publicznej" akcjonariusz Spółki może żądać przesłania mu listy akcjonariuszy nieodpłatnie pocztą elektroniczną, podając adres, na który lista powinna być wysłana.

4.7. Prawo żądania wydania odpisów wniosków w sprawach objętych porządkiem obrad walnego zgromadzenia

Zgodnie z art. 407 KSH każdy akcjonariusz Spółki ma prawo żądać wydania odpisu wniosków w sprawach objętych porządkiem obrad najbliższego Walnego Zgromadzenia w terminie tygodnia przed Walnym Zgromadzeniem. Żądanie takie należy złożyć do Zarządu.

4.8. Prawo żądania sprawdzenia listy obecności akcjonariuszy obecnych na Walnym Zgromadzeniu

Niezwłocznie po wyborze przewodniczącego Walnego Zgromadzenia należy sporządzić listę obecności zawierającą spis uczestników Walnego Zgromadzenia z wymienieniem liczby akcji Spółki, które każdy z nich przedstawia, oraz służących im głosów. Lista obecności powinna zostać podpisana przez Przewodniczącego Walnego Zgromadzenia i wyłożona podczas obrad tego zgromadzenia.

Na wniosek akcjonariuszy, posiadających jedną dziesiątą kapitału zakładowego reprezentowanego na tym Walnym Zgromadzeniu, lista obecności powinna być sprawdzona przez wybraną w tym celu komisję, złożoną co najmniej z trzech osób. Wnioskodawcy mają prawo wyboru jednego członka komisji.

4.9. Prawo do żądania wyboru Rady Nadzorczej w drodze głosowania oddzielnymi grupami

Zgodnie z art. 385 KSH na wniosek akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną piątą kapitału zakładowego Spółki wybór rady nadzorczej powinien być dokonany przez najbliższe Walne Zgromadzenie w drodze głosowania oddzielnymi grupami, nawet gdy Statut Spółki przewiduje inny sposób powołania Rady Nadzorczej. Akcjonariusze reprezentujący na Walnym Zgromadzeniu tę część Akcji, która przypada z podziału ogólnej liczby Akcji reprezentowanych na Walnym Zgromadzeniu przez liczbę członków Rady Nadzorczej, mogą utworzyć oddzielną grupę celem wyboru jednego członka Rady Nadzorczej, nie biorą jednak udziału w wyborze pozostałych członków Rady Nadzorczej. Mandaty w Radzie Nadzorczej nieobsadzone przez odpowiednią grupę akcjonariuszy w opisanym trybie, obsadza się w drodze głosowania, w którym uczestniczą wszyscy akcjonariusze Spółki, których głosy nie zostały oddane przy wyborze członków Rady Nadzorczej wybieranych w drodze głosowania oddzielnymi grupami. W przypadku zgłoszenia przez akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną piątą kapitału zakładowego Spółki

wniosku o dokonanie wyboru Rady Nadzorczej w drodze głosowania oddzielnymi grupami, postanowienia Statutu Spółki przewidujące inny sposób powoływania Rady Nadzorczej nie mają zastosowania w odniesieniu do takiego wyboru Rady Nadzorczej, z zastrzeżeniem, iż jeżeli w skład Rady Nadzorczej wchodzi osoba powołana przez podmiot określony w odrębnej ustawie, wyborowi podlegają jedynie pozostali członkowie Rady Nadzorczej.

4.10. Prawo do żądania udzielenia przez Zarząd informacji dotyczących Spółki

Zgodnie z art. 428 KSH podczas obrad Walnego Zgromadzenia Zarząd jest obowiązany do udzielenia akcjonariuszowi na jego żądanie informacji dotyczących Spółki, jeżeli jest to uzasadnione dla oceny sprawy objętej porządkiem obrad Walnego Zgromadzenia. Zarząd odmawia udzielenia informacji, jeżeli mogłoby to wyrządzić szkodę Spółce, spółce z nią powiązanej albo spółce lub spółdzielni zależnej, w szczególności przez ujawnienie tajemnic technicznych, handlowych lub organizacyjnych przedsiębiorstwa. Członek Zarządu może odmówić udzielenia informacji, jeżeli udzielenie informacji mogłoby stanowić podstawę jego odpowiedzialności karnej, cywilnoprawnej bądź administracyjnej. Odpowiedź uznaje się za udzieloną, jeżeli odpowiednie informacje są dostępne na stronie internetowej Spółki w miejscu wydzielonym na zadawanie pytań przez akcjonariuszy i udzielanie im odpowiedzi. Zarząd może udzielić odpowiedzi w odpowiedzi na żądanie zgłoszone przez akcjonariusza na piśmie poza Walnym Zgromadzeniem, jeżeli przemawiają za tym ważne powody. Zarząd jest obowiązany udzielić informacji nie później niż w terminie dwóch tygodni od dnia zgłoszenia żądania podczas Walnego Zgromadzenia. W przypadku zgłoszenia przez akcjonariusza poza Walnym Zgromadzeniem wniosku o udzielenie informacji dotyczących Spółki, Zarząd może udzielić akcjonariuszowi informacji na piśmie przy uwzględnieniu ograniczeń dotyczących możliwego wyrządzenia szkody Spółce, spółce z nią powiązanej albo spółce lub spółdzielni zależnej, o których mowa powyżej. W dokumentacji przedkładanej najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu Zarząd ujawnia na piśmie informacje udzielone akcjonariuszowi poza Walnym Zgromadzeniem wraz z podaniem daty ich przekazania i osoby, której udzielono informacji. Informacje przedkładane najbliższemu Walnemu Zgromadzeniu mogą nie obejmować informacji podanych do wiadomości publicznej oraz udzielonych podczas Walnego Zgromadzenia.

Akcjonariusz, któremu odmówiono ujawnienia żądanej informacji podczas obrad Walnego Zgromadzenia i który ogłosił sprzeciw do protokołu, może złożyć wniosek do sądu rejestrowego o zobowiązanie Zarządu do udzielenia informacji. Wniosek taki należy złożyć w terminie tygodnia od zakończenia Walnego Zgromadzenia, na którym odmówiono udzielenia informacji. Akcjonariusz może również złożyć wniosek do sądu rejestrowego o zobowiązanie Spółki do ogłoszenia informacji udzielonych innemu akcjonariuszowi poza Walnym Zgromadzeniem. Zgodnie z Rozporządzeniem o Raportach Spółka jako spółka publiczna będzie obowiązana przekazać w formie Raportu Bieżącego udzielone akcjonariuszowi informacje wynikające z zobowiązania przez sąd rejestrowy Zarządu do udzielenia akcjonariuszowi, który zgłosił sprzeciw do protokołu w sprawie odmowy ujawnienia żądanej na Walnym Zgromadzeniu informacji, oraz informacje, do których ogłoszenia Spółka zostanie zobowiązana przez sąd rejestrowy, a które zostaną udzielone innemu akcjonariuszowi poza Walnym Zgromadzeniem.

4.11. Prawo akcjonariusza do wystąpienia z powództwem o uchylenie lub o stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia

Zgodnie z art. 422 KSH uchwała Walnego Zgromadzenia sprzeczna ze Statutem bądź dobrymi obyczajami i godząca w interes Spółki lub mająca na celu pokrzywdzenie akcjonariusza może być zaskarżona w drodze wytoczonego przeciwko Spółce powództwa o uchylenie uchwały. Prawo do wytoczenia powództwa o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia przysługuje następującym rodzajom akcjonariuszy Spółki: (i) akcjonariuszowi, który głosował przeciwko uchwale, a po jej powzięciu zażądał zaprotokołowania sprzeciwu; wymóg głosowania nie dotyczy akcjonariusza akcji niemej, (ii) akcjonariuszowi bezzasadnie niedopuszczonemu do udziału w Walnym Zgromadzeniu oraz (iii) akcjonariuszowi, który nie był obecny na Walnym Zgromadzeniu, jedynie w przypadku wadliwego zwołania Walnego Zgromadzenia lub też powzięcia uchwały w sprawie nieobjętej porządkiem obrad. Powództwo o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki należy wnieść w terminie miesiąca od dnia otrzymania wiadomości o uchwale, nie później jednak niż w terminie trzech miesięcy od dnia powzięcia uchwały.

Zgodnie z art. 425 KSH akcjonariuszom uprawnionym do wystąpienia z powództwem o uchylenie uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki przysługuje prawo do wytoczenia przeciwko Spółce powództwa o stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia sprzecznej z ustawą. Powództwo o stwierdzenie nieważności uchwały Walnego Zgromadzenia Spółki powinno być wniesione w terminie trzydziestu dni od dnia jej ogłoszenia, nie później jednak niż w terminie roku od dnia powzięcia uchwały.

Zaskarżenie przez akcjonariusza uchwały Walnego Zgromadzenia zgodnie z zasadami opisanymi powyżej nie wstrzymuje postępowania przed sądem rejestrowym mającego na celu zarejestrowanie zaskarżonej uchwały. Sąd rejestrowy może jednakże zawiesić postępowanie rejestrowe po przeprowadzeniu rozprawy. W przypadku wniesienia oczywiście bezzasadnego powództwa sąd, na wniosek Spółki, może zasądzić od powoda kwotę do dziesięciokrotnej wysokości kosztów sądowych oraz wynagrodzenia jednego adwokata lub radcy prawnego. Nie wyłącza to możliwości dochodzenia odszkodowania na zasadach ogólnych.

5. Prawo do dywidendy

5.1. Data powstania prawa do dywidendy

Zgodnie z regulacją KSH akcjonariusze mają prawo do udziału w zysku spółki akcyjnej wykazanym w sprawozdaniu finansowym, zbadanym przez biegłego rewidenta, który został przeznaczony przez walne zgromadzenie tej spółki do wypłaty akcjonariuszom.

KSH przewiduje, iż zwyczajne walne zgromadzenie spółki publicznej ustala dzień dywidendy, to jest dzień, według którego ustala się listę akcjonariuszy uprawnionych do dywidendy za dany rok obrotowy oraz termin wypłaty dywidendy. Dzień dywidendy może być wyznaczony na

dzień powzięcia uchwały albo w okresie kolejnych trzech miesięcy, licząc od tego dnia. Dywidendę wypłaca się w dniu określonym w uchwale walnego zgromadzenia. Jeżeli uchwała walnego zgromadzenia takiego dnia nie określa, dywidenda jest wypłacana w dniu określonym przez radę nadzorczą.

Ustalając dzień dywidendy, walne zgromadzenie powinno jednak wziąć pod uwagę regulacje KDPW i GPW. Emitent jest obowiązany poinformować KDPW o wysokości dywidendy przypadającej na jedną akcję oraz o terminach dnia dywidendy i terminie wypłaty, przesyłając nie później niż 10 dni przed dniem dywidendy uchwałę właściwego organu spółki w tych sprawach. Dzień wypłaty może przypadać najwcześniej dziesiątego dnia po dniu dywidendy.

KDPW przekazuje powyższe informacje wszystkim uczestnikom bezpośrednim systemu KDPW, którzy ustalają liczbę papierów wartościowych dających prawo do dywidendy, znajdujących się na prowadzonych przez nich rachunkach. Uczestnicy przesyłają do KDPW: (i) w przypadku dywidendy wypłacanej w walucie polskiej – informacje o wysokości środków pieniężnych, które powinny zostać przekazane uczestnikowi w związku z wypłatą dywidendy oraz o łącznej kwocie należnego podatku dochodowego od osób prawnych, który powinien zostać pobrany przez emitenta od dywidend wypłacanych za pośrednictwem uczestnika oraz (ii) liczbie rachunków papierów wartościowych prowadzonych dla osób będących podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych.

Informacje na temat polityki PGE w zakresie dywidendy znajdują się w Rozdziale VI Prospektu.

5.2. Termin, po którym wygasa prawo do dywidendy; osoba, na rzecz której działa takie wygaśnięcie prawa

Roszczenie akcjonariusza wobec spółki akcyjnej o wypłatę dywidendy może być realizowane przez akcjonariusza w terminie dziesięciu lat, począwszy od dnia podjęcia przez walne zgromadzenie tej spółki uchwały o przeznaczeniu całości lub części zysku spółki do wypłaty akcjonariuszom. Po upływie tego terminu roszczenie przedawnia się, a spółka akcyjna może uchylić się od wypłaty dywidendy, podnosząc zarzut przedawnienia.

W przypadku spółek publicznych wypłata dywidendy następuje za pośrednictwem KDPW na odpowiedni rachunek prowadzony dla posiadacza akcji tej spółki.

5.3. Ograniczenia i procedury związane z dywidendami w przypadku posiadaczy Akcji Oferowanych będących nierezydentami

Ograniczenia i procedury związane z dywidendami w przypadku posiadaczy Akcji Oferowanych będących nierezydentami zostały opisane w Rozdziale XXI Prospektu.

5.4. Stopa dywidendy lub sposób jej wyliczenia, częstotliwość oraz akumulowany lub nieakumulowany charakter wypłat

KSH zawiera szczegółowe regulacje dotyczące wysokości zysku spółki akcyjnej, który może zostać przeznaczony decyzją walnego zgromadzenia do podziału pomiędzy akcjonariuszy w formie dywidendy. Akcjonariusze mają prawo do udziału w zysku wykazanym w sprawozdaniu finansowym spółki akcyjnej, zbadanym przez biegłego rewidenta, który został przeznaczony przez walne zgromadzenie do wypłaty akcjonariuszom. Zgodnie z art. 348 KSH kwota przeznaczona do podziału między akcjonariuszy nie może przekraczać zysku za ostatni rok obrotowy, powiększonego o niepodzielone zyski z lat ubiegłych oraz o kwoty przeniesione z utworzonych z zysku kapitałów zapasowego i rezerwowych, które mogą być przeznaczone na wypłatę dywidendy. Kwotę tę należy pomniejszyć o niepokryte straty, akcje własne oraz o kwoty, które zgodnie z ustawą lub statutem powinny być przeznaczone z zysku za ostatni rok obrotowy na kapitały zapasowy lub rezerwowe.

Wysokość dywidendy należnej akcjonariuszowi spółki akcyjnej z tytułu posiadania jednej akcji tej spółki zostaje ustalona w wyniku podzielenia kwoty przeznaczonej do podziału pomiędzy akcjonariuszy przez liczbę akcji.

5.5. Zaliczka na poczet przewidywanej dywidendy

Zgodnie ze Statutem Spółki, Zarząd jest upoważniony do podjęcia uchwały w sprawie wypłaty akcjonariuszom zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy na koniec roku obrotowego, jeżeli Spółka posiada środki wystarczające na wypłatę. Wypłata zaliczki wymaga zgody Rady Nadzorczej. Warunkiem wypłacenia przez Spółkę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy jest osiągnięcie i wykazanie zysku w sprawozdaniu finansowym Spółki za poprzedni rok obrotowy, zbadanym przez biegłego rewidenta. Zaliczka stanowić może najwyżej połowę zysku osiągniętego od końca poprzedniego roku obrotowego, wykazanego w sprawozdaniu finansowym, zbadanym przez biegłego rewidenta, powiększonego o kapitały rezerwowe utworzone z zysku, którymi w celu wypłaty zaliczek może dysponować Zarząd, oraz pomniejszonego o niepokryte straty i akcje własne. Zarząd ogłosi o planowanej wypłacie zaliczek co najmniej na cztery tygodnie przed rozpoczęciem wypłat w Monitorze Sądowym i Gospodarczym oraz w formie Raportu Bieżącego. W ogłoszeniu podane będą także dzień, na który sporządzone zostało sprawozdanie finansowe, wysokość kwoty przeznaczonej do wypłaty, a także dzień, według którego określa się uprawnionych do zaliczek (dzień zaliczki). Zgodnie z KSH dzień zaliczki powinien przypadać w okresie siedmiu dni przed dniem rozpoczęcia wypłat. Podejmując uchwałę o wypłacie zaliczki Zarząd będzie brał pod uwagę regulacje KDPW i GPW dotyczące wypłaty dywidendy, które mają odpowiednie zastosowanie do wypłaty zaliczki na poczet dywidendy (porównaj opis w punkcie 5.1 powyżej oraz informacje o rozważanej przez Zarząd wypłacie zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy za rok obrotowy 2009 w punkcie 4 w Rozdziale VI oraz czynnik ryzyka związany z wypłatą zaliczki opisany w punkcie 2.10 w Rozdziale II).

6. Prawa związane z likwidacją Spółki

6.1. Podział majątku Spółki

KSH w art. 474 stanowi, iż w przypadku likwidacji spółki akcyjnej podział pomiędzy akcjonariuszy majątku spółki pozostałego po zaspokojeniu lub zabezpieczeniu wierzycieli następuje w stosunku do dokonanych przez każdego z akcjonariuszy wpłat na kapitał zakładowy tej spółki. Podział majątku, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym, nie może nastąpić wcześniej niż przed upływem jednego roku od dnia ostatniego ogłoszenia o otwarciu likwidacji spółki i wezwaniu wierzycieli spółki do zgłoszenia ich wierzytelności wobec spółki.

6.2. Prawo żądania uzupełnienia liczby likwidatorów spółki

Zgodnie z art. 463 § 1 KSH likwidatorami spółki akcyjnej są członkowie jej zarządu, o ile inaczej nie postanowiono w statucie lub w uchwale podjętej przez walne zgromadzenie tej spółki. Statut Spółki nie zawiera odmiennego postanowienia.

Jednocześnie KSH w tym samym artykule przewiduje, iż na wniosek akcjonariuszy reprezentujących co najmniej jedną dziesiątą kapitału zakładowego spółki akcyjnej sąd rejestrowy może uzupełnić liczbę likwidatorów, ustanawiając jednego lub dwóch likwidatorów.

7. Prawo poboru

Zgodnie z art. 433 KSH akcjonariusze spółki akcyjnej mają prawo pierwszeństwa objęcia nowych akcji w stosunku do liczby posiadanych akcji (prawo poboru). Uchwałą walnego zgromadzenia akcjonariusze spółki akcyjnej mogą zostać pozbawieni prawa poboru akcji w całości lub w części przy spełnieniu następujących warunków: (i) pozbawienie akcjonariuszy prawa poboru musi nastąpić w interesie spółki, (ii) uchwała walnego zgromadzenia w sprawie pozbawienia akcjonariuszy prawa poboru wymaga dla swej ważności większości co najmniej czterech piątych głosów, (iii) pozbawienie akcjonariuszy prawa poboru może nastąpić w przypadku, gdy zostało to zapowiedziane w porządku obrad walnego zgromadzenia, (iv) zarząd spółki jest obowiązany przedstawić walnemu zgromadzeniu przed podjęciem uchwały w sprawie pozbawienia akcjonariuszy prawa poboru pisemną opinię uzasadniającą powody pozbawienia prawa poboru oraz proponowaną cenę emisyjną akcji bądź sposób jej ustalenia.

8. Umorzenie i zamiana Akcji

8.1. Umorzenie Akcji

KSH przewiduje możliwość umarzania akcji w spółce akcyjnej, o ile przewiduje to statut tej spółki. Zgodnie z KSH umorzenie dobrowolne nie może być dokonane częściej niż raz w roku obrotowym. Umorzenie akcji spółki akcyjnej wymaga uchwały walnego zgromadzenia tej spółki. Umorzenie akcji spółki akcyjnej wymaga również obniżenia kapitału zakładowego tej spółki. Uchwała o obniżeniu kapitału zakładowego powinna być powzięta na walnym zgromadzeniu, na którym powzięto uchwałę o umorzeniu akcji. Umorzenie akcji następuje z chwilą obniżenia kapitału zakładowego, a więc z chwilą wpisu do rejestru przedsiębiorców prowadzonego dla spółki akcyjnej nowej wysokości kapitału zakładowego spółki.

Statut Spółki dopuszcza możliwość umorzenia Akcji, wyłącznie jednak za zgodą akcjonariusza (umorzenie dobrowolne). Zgodnie ze Statutem zasady, tryb i warunki umorzenia Akcji określać ma każdorazowo uchwała Walnego Zgromadzenia.

8.2. Zamiana Akcji

Statut stanowi, iż wszystkie Akcje Spółki są akcjami na okaziciela, a ich zamiana na akcje imienne jest niedopuszczalna.

9. Przymusowy wykup Akcji na żądanie akcjonariusza większościowego

Zgodnie z art. 82 Ustawy o Ofercie akcjonariuszowi spółki publicznej, który samodzielnie lub wspólnie z podmiotami od niego zależnymi lub wobec niego dominującymi oraz podmiotami będącymi stronami porozumienia dotyczącego nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów w tej spółce, przysługuje, w terminie trzech miesięcy od osiągnięcia lub przekroczenia tego progu, prawo żądania od pozostałych akcjonariuszy sprzedaży wszystkich posiadanych przez nich akcji.

Cenę przymusowego wykupu ustala się przy zastosowaniu wskazanych przepisów Ustawy o Ofercie dotyczących ustalenia ceny akcji spółki publicznej w wezwaniu do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji tej spółki. Jeżeli osiągnięcie lub przekroczenie progu 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej nastąpiło w wyniku ogłoszonego wezwania na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji tej spółki (patrz punkt 15.3. poniżej), cena przymusowego wykupu nie może być niższa od ceny proponowanej w tym wezwaniu.

Nabycie akcji w wyniku przymusowego wykupu następuje bez zgody akcjonariusza, do którego skierowane jest żądanie wykupu.

Ogłoszenie żądania sprzedaży akcji w ramach przymusowego wykupu następuje po ustanowieniu zabezpieczenia w wysokości nie mniejszej niż 100% wartości akcji, które mają być przedmiotem przymusowego wykupu. Ustanowienie zabezpieczenia powinno być udokumentowane zaświadczeniem banku lub innej instytucji finansowej udzielającej zabezpieczenia lub pośredniczącej w jego udzieleniu.

Przymusowy wykup jest ogłaszany i przeprowadzany za pośrednictwem podmiotu prowadzącego działalność maklerską na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, który jest obowiązany – nie później niż na 14 dni roboczych przed rozpoczęciem przymusowego wykupu – do równoczesnego zawiadomienia o zamiarze jego ogłoszenia KNF oraz spółki prowadzącej rynek regulowany, na którym notowane są dane akcje, a jeżeli akcje spółki publicznej notowane są na kilku rynkach regulowanych – wszystkie te spółki. Podmiot ten załącza do zawiadomienia informacje na temat przymusowego wykupu.

Odstąpienie od ogłoszonego przymusowego wykupu jest niedopuszczalne.

Niezależnie od Ustawy o Ofercie, regulacje dotyczące przymusowego wykupu akcji spółki akcyjnej zawiera KSH. Regulacje te nie znajdują jednak zastosowania do spółek publicznych.

10. Przymusowy odkup Akcji na żądanie akcjonariusza mniejszościowego

Zgodnie z art. 83 Ustawy o Ofercie akcjonariusz spółki publicznej może zażądać wykupienia posiadanych przez niego akcji przez innego akcjonariusza, który osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów w tej spółce. Żądanie składa się na piśmie w terminie trzech miesięcy od dnia, w którym nastąpiło osiągnięcie lub przekroczenie tego progu przez innego akcjonariusza.

W przypadku gdy informacja o osiągnięciu lub przekroczeniu progu ogólnej liczby głosów, o którym mowa powyżej, nie została przekazana do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 70 pkt 1 Ustawy o Ofercie, termin na złożenie żądania biegnie od dnia, w którym akcjonariusz spółki publicznej, który może żądać wykupienia posiadanych przez niego akcji, dowiedział się lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się dowiedzieć o osiągnięciu lub przekroczeniu tego progu przez innego akcjonariusza.

Żądaniu wykupienia akcji spółki publicznej są obowiązani zadośćuczynić solidarnie akcjonariusz, który osiągnął lub przekroczył 90% ogólnej liczby głosów, jak również podmioty wobec niego zależne i dominujące, w terminie 30 dni od dnia jego zgłoszenia. Obowiązek nabycia akcji od akcjonariusza spoczywa również solidarnie na każdej ze stron porozumienia dotyczącego nabywania przez członków tego porozumienia akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki publicznej, o ile członkowie tego porozumienia posiadają wspólnie, wraz z podmiotami dominującymi i zależnymi, co najmniej 90% ogólnej liczby głosów.

Akcjonariusz żądający wykupienia jego akcji na zasadach opisanych powyżej uprawniony jest do otrzymania ceny nie niższej niż określona zgodnie ze wskazanymi przepisami Ustawy o Ofercie cena akcji spółki publicznej w wezwaniu do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji tej spółki. Jeżeli osiągnięcie lub przekroczenie progu 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej nastąpiło w wyniku ogłoszonego wezwania na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji spółki (patrz punkt 15.3. poniżej), akcjonariusz żądający wykupienia akcji jest uprawniony do otrzymania ceny nie niższej niż proponowana w tym wezwaniu.

Niezależnie od Ustawy o Ofercie, regulacje dotyczące przymusowego odkupu akcji spółki akcyjnej zawiera KSH. Regulacje te nie znajdują jednak zastosowania do spółek publicznych.

11. Rewident do spraw szczególnych

Zgodnie z art. 84 Ustawy o Ofercie na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy spółki publicznej, posiadających co najmniej 5% ogólnej liczby głosów, walne zgromadzenie może podjąć uchwałę w sprawie zbadania przez biegłego, na koszt spółki, określonego zagadnienia związanego z utworzeniem spółki lub prowadzeniem jej spraw (rewident do spraw szczególnych). Akcjonariusz lub akcjonariusze, o których mowa w zdaniu poprzedzającym, mogą, w celu podjęcia przez walne zgromadzenie spółki publicznej uchwały, o której mowa w zdaniu poprzedzającym, żądać zwołania nadzwyczajnego walnego zgromadzenia lub żądać umieszczenia sprawy podjęcia tej uchwały w porządku obrad najbliższego walnego zgromadzenia.

Rewidentem do spraw szczególnych może być wyłącznie podmiot posiadający wiedzę fachową i kwalifikacje niezbędne do zbadania sprawy określonej w uchwale walnego zgromadzenia, które zapewnią sporządzenie rzetelnego i obiektywnego sprawozdania z badania. Rewidentem do spraw szczególnych nie może być podmiot świadczący w okresie objętym badaniem usługi na rzecz spółki publicznej, jej podmiotu dominującego lub zależnego, jak również jej jednostki dominującej lub znaczącego inwestora w rozumieniu Ustawy o Rachunkowości. Rewidentem do spraw szczególnych nie może być również podmiot, który należy do tej samej grupy kapitałowej co podmiot, który świadczył usługi, o których mowa powyżej.

Uchwała walnego zgromadzenia w sprawie zbadania przez rewidenta do spraw szczególnych określonego zagadnienia związanego z utworzeniem spółki lub prowadzeniem jej spraw powinna określać w szczególności: (i) oznaczenie rewidenta do spraw szczególnych, na którego wnioskodawca wyraził zgodę na piśmie, (ii) przedmiot i zakres badania, zgodny z treścią wniosku, chyba że wnioskodawca wyraził na piśmie zgodę na ich zmianę, (iii) rodzaje dokumentów, które spółka powinna udostępnić biegłemu oraz (iv) termin rozpoczęcia badania, nie dłuższy niż 3 miesiące od dnia podjęcia uchwały.

Przed podjęciem uchwały zarząd spółki publicznej przedstawia walnemu zgromadzeniu pisemną opinię dotyczącą zgłoszonego wniosku.

Uchwała walnego zgromadzenia spółki publicznej w sprawie zbadania przez rewidenta do spraw szczególnych określonego zagadnienia związanego z utworzeniem spółki lub prowadzeniem jej spraw powinna zostać podjęta na walnym zgromadzeniu, którego porządek obrad obejmuje rozpatrzenie wniosku w sprawie tej uchwały.

Jeżeli walne zgromadzenie spółki publicznej nie podejmie uchwały zgodnej z treścią wniosku, o którym mowa powyżej, albo podejmie taką uchwałę z naruszeniem przepisu Ustawy o Ofercie regulującego jej treść, wnioskodawcy mogą, w terminie 14 dni od dnia podjęcia uchwały, wystąpić do sądu rejestrowego o wyznaczenie wskazanego podmiotu jako rewidenta do spraw szczególnych.

Sąd rejestrowy może, na wniosek zarządu spółki publicznej, uzależnić wydanie postanowienia o wyznaczeniu rewidenta do spraw szczególnych od złożenia przez wnioskodawców stosownego zabezpieczenia. W razie gdy badanie nie wykaże naruszeń prawa, sąd rejestrowy na wniosek zarządu spółki może postanowić o przepadku zabezpieczenia na rzecz spółki.

Przed wydaniem postanowienia o wyznaczeniu rewidenta do spraw szczególnych, sąd rejestrowy wezwie zarząd i radę nadzorczą spółki do zajęcia stanowiska w sprawie w terminie 7 dni od dnia otrzymania wezwania. Nieudzielenie odpowiedzi w tym terminie nie wstrzymuje wydania postanowienia.

Sąd odmówi wyznaczenia rewidenta do spraw szczególnych, jeżeli wybór podmiotu wskazanego przez wnioskodawcę naruszy wymogi Ustawy o Ofercie dotyczące rewidenta do spraw szczególnych. Odmowa wyznaczenia rewidenta do spraw szczególnych może nastąpić również w przypadku, gdy z innych przyczyn wybór ten nie zapewni sporządzenia rzetelnego i obiektywnego sprawozdania z badania.

Rewident do spraw szczególnych wyznaczony przez sąd przeprowadza badanie na koszt spółki.

Zarząd i rada nadzorcza spółki publicznej są obowiązane udostępnić rewidentowi do spraw szczególnych dokumenty określone w uchwale walnego zgromadzenia w sprawie zbadania przez rewidenta do spraw szczególnych określonego zagadnienia związanego z utworzeniem spółki lub prowadzeniem jej spraw albo w postanowieniu sądu o wyznaczeniu rewidenta do spraw szczególnych, a także udzielić wyjaśnień niezbędnych dla przeprowadzenia badania. Rewident do spraw szczególnych jest obowiązany przedstawić zarządowi i radzie nadzorczej spółki publicznej pisemne sprawozdanie z wyników badania. Zarząd jest obowiązany przekazać to sprawozdanie do publicznej wiadomości w formie raportu bieżącego w trybie art. 56 ust. 1 Ustawy o Ofercie. Sprawozdanie rewidenta do spraw szczególnych nie może ujawniać informacji stanowiących tajemnicę techniczną, handlową lub organizacyjną spółki, chyba że jest to niezbędne do uzasadnienia stanowiska zawartego w tym sprawozdaniu. Zarząd spółki publicznej składa sprawozdanie ze sposobu uwzględnienia wyników badania na najbliższym walnym zgromadzeniu.

12. Zniesienie dematerializacji Akcji

Udzielenie zezwolenia na przywrócenie akcjom spółki publicznej formy dokumentu (zniesienie dematerializacji akcji) jest dokonywane przez KNF na wniosek emitenta, jeżeli zostały spełnione warunki określone przez Ustawę o Ofercie.

Udzielenie zezwolenia na zniesienie dematerializacji akcji wywołuje skutek prawny zaprzestania podlegania obowiązkom wynikającym z Ustawy o Ofercie, powstałym w związku z ofertą publiczną akcji lub dopuszczeniem ich do obrotu na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz obowiązkom dotyczącym znacznych pakietów akcji spółek publicznych określonym przez Ustawę o Ofercie. W decyzji udzielającej zezwolenia KNF określa termin, nie dłuższy niż miesiąc, po upływie którego skutek ten następuje. Zniesienie dematerializacji akcji na podstawie zezwolenia KNF następuje nie wcześniej niż z upływem terminu, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym.

Złożenie wniosku o zniesienie dematerializacji akcji do KNF jest dopuszczalne, jeżeli walne zgromadzenie spółki publicznej, większością czterech piątych głosów oddanych w obecności akcjonariuszy reprezentujących przynajmniej połowę kapitału zakładowego, podjęło uchwałę o zniesieniu dematerializacji akcji tej spółki. Umieszczenie w porządku obrad walnego zgromadzenia spółki publicznej sprawy podjęcia uchwały o zniesieniu dematerializacji akcji tej spółki może nastąpić na wniosek akcjonariusza lub akcjonariuszy spółki publicznej reprezentujących co najmniej jedną dwudziestą kapitału zakładowego spółki publicznej.

Akcjonariusz lub akcjonariusze żądający umieszczenia w porządku obrad walnego zgromadzenia spółki publicznej sprawy podjęcia uchwały o zniesieniu dematerializacji akcji tej spółki są obowiązani do uprzedniego ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż akcji tej spółki przez wszystkich pozostałych akcjonariuszy. Do wezwania, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym, stosuje się odpowiednio przepisy Ustawy o Ofercie dotyczące wezwań. Akcjonariusz lub akcjonariusze żądający umieszczenia w porządku obrad walnego zgromadzenia spółki publicznej sprawy podjęcia uchwały o zniesieniu dematerializacji akcji tej spółki mogą nabywać akcje tej spółki w okresie między zgłoszeniem żądania a zakończeniem wezwania, o którym mowa powyżej, jedynie w drodze tego wezwania. Obowiązek ogłoszenia wezwania, o którym mowa powyżej, nie powstaje w przypadku, gdy z wnioskiem o umieszczenie w porządku obrad walnego zgromadzenia spółki publicznej sprawy podjęcia uchwały o zniesieniu dematerializacji akcji występują wszyscy akcjonariusze spółki.

Wycofanie akcji spółki publicznej z obrotu na rynku regulowanym następuje w terminie zawartym w zezwoleniu KNF.

Ustawa o Ofercie przewiduje również, iż zniesienia dematerializacji akcji w trybie i na warunkach określonych w tej ustawie wymaga:

- przekształcenie spółki akcyjnej z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, której akcje były przedmiotem oferty publicznej lub są dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym, w inną spółkę niż akcyjna;
- połączenie spółki akcyjnej z siedzibą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, której akcje były przedmiotem oferty publicznej lub są dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym, z inną spółką lub podział takiej spółki – w przypadku gdy akcje spółki lub spółek nowo zawiązanych lub przejmujących nie są zdematerializowane;
- wycofanie z obrotu na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej akcji spółki publicznej dopuszczonych do tego obrotu, które są jednocześnie przedmiotem obrotu na rynku regulowanym w innym państwie, z tym że obowiązek ogłoszenia wezwania dotyczy akcji tej spółki, które zostały nabyte w wyniku transakcji zawartych w obrocie na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i są zapisane na rachunkach papierów wartościowych prowadzonych na tym terytorium według stanu na koniec trzeciego dnia od dnia ogłoszenia tego wezwania.

13. Obowiązek notyfikacji powstania stosunku dominacji wynikający z KSH

Zgodnie z art. 6 KSH w przypadku spółki handlowej – akcjonariusza spółki akcyjnej posiadającego w odniesieniu do tej spółki akcyjnej przymiot „spółki dominującej" w rozumieniu przepisów KSH, na takim akcjonariuszu ciąży obowiązek powiadomienia spółki akcyjnej o powstaniu stosunku dominacji.

Zgodnie z art. 4 § 1 pkt 4 KSH spółką dominującą spółki akcyjnej w rozumieniu przepisów KSH jest spółka w przypadku, gdy: (a) dysponuje bezpośrednio lub pośrednio większością głosów na walnym zgromadzeniu spółki akcyjnej, także jako zastawnik albo użytkownik, bądź w zarządzie tej spółki, także na podstawie porozumień z innymi osobami, lub (b) jest uprawniona do powoływania lub odwoływania większości członków zarządu spółki akcyjnej, także na podstawie porozumień z innymi osobami, lub (c) jest uprawniona do powoływania lub odwoływania większości członków rady nadzorczej spółki akcyjnej, także na podstawie porozumień z innymi osobami, lub (d) członkowie jej zarządu stanowią więcej niż połowę członków zarządu spółki akcyjnej, lub (e) dysponuje bezpośrednio lub pośrednio większością głosów w spółce osobowej zależnej albo na walnym zgromadzeniu spółdzielni zależnej, także na podstawie porozumień z innymi osobami, (f) wywiera decydujący wpływ na działalność spółki akcyjnej, w szczególności na podstawie umów o zarządzanie tą spółką lub umów o przekazywanie zysku przez spółkę. W przypadku gdy dwie spółki handlowe dysponują wzajemnie większością głosów obliczoną zgodnie z lit. (a) powyżej, za spółkę dominującą uważa się tę spółkę, która posiada większy procent głosów na zgromadzeniu wspólników albo walnym zgromadzeniu drugiej spółki (spółka zależna). W przypadku gdy każda ze spółek posiada równy procent głosów na zgromadzeniu wspólników albo walnym zgromadzeniu drugiej spółki, za spółkę dominującą uważa się tę spółkę, która wywiera wpływ na spółkę zależną także na podstawie powiązania przewidzianego w lit. (b)-(f). W przypadku gdy stosując kryteria przewidziane w zdaniu poprzedzającym, nie można ustalić stosunku dominacji i zależności między dwiema spółkami handlowymi, za spółkę dominującą uważa się tę spółkę handlową, która może wywierać wpływ na inną spółkę na podstawie większej liczby powiązań, o których mowa w lit. (b)-(f). W przypadku niemożności ustalenia na podstawie regulacji zawartej w zdaniach poprzedzających, która ze spółek jest spółką dominującą, obie spółki są spółkami wzajemnie dominującymi i zależnymi.

Jeżeli więc którykolwiek z akcjonariuszy spółki akcyjnej spełnia przesłanki pozwalające na uznanie go za spółkę dominującą w odniesieniu do tej spółki akcyjnej, taki akcjonariusz jest zobowiązany do powiadomienia spółki o powstaniu stosunku dominacji w terminie dwóch tygodni od dnia powstania tego stosunku, pod rygorem zawieszenia wykonywania prawa głosu z akcji spółki reprezentujących więcej niż 33% kapitału zakładowego. KSH przewiduje, iż nabycie lub wykonywanie praw z akcji przez spółkę albo spółdzielnię zależną uważa się za nabycie albo wykonywanie praw przez spółkę dominującą. Uchwała walnego zgromadzenia spółki akcyjnej powzięta z naruszeniem przepisów KSH dotyczących obowiązku notyfikacji o powstaniu stosunku dominacji jest nieważna, chyba że spełnia wymogi kworum oraz większości głosów bez uwzględnienia głosów nieważnych.

KSH przewiduje również, że akcjonariusz, członek zarządu albo rady nadzorczej spółki akcyjnej może żądać, aby spółka handlowa, która jest akcjonariuszem w tej spółce, udzieliła informacji, czy pozostaje ona w stosunku dominacji lub zależności wobec określonej spółki handlowej albo spółdzielni będącej również akcjonariuszem w spółce. Uprawniony akcjonariusz może żądać ponadto ujawnienia liczby akcji lub głosów, jakie spółka handlowa, do której skierowano pytanie, posiada w spółce akcyjnej, w tym także jako zastawnik, użytkownik lub na podstawie porozumień z innymi osobami. Żądanie udzielenia informacji oraz odpowiedzi powinny być złożone na piśmie. Odpowiedzi na pytania należy udzielić uprawnionemu akcjonariuszowi oraz spółce w terminie dziesięciu dni od dnia otrzymania żądania. Jeżeli żądanie udzielenia odpowiedzi doszło do adresata później niż na dwa tygodnie przed dniem, na który zwołano walne zgromadzenie, bieg terminu do jej udzielenia rozpoczyna się w dniu następującym po dniu, w którym zakończyło się to walne zgromadzenie. Od dnia rozpoczęcia biegu terminu udzielenia odpowiedzi do dnia jej udzielenia zobowiązana do odpowiedzi spółka nie może wykonywać praw z posiadanych przez nią akcji w spółce akcyjnej.

Przepisy opisane powyżej znajdują odpowiednie zastosowanie również w przypadku ustania stosunku dominacji. W takim wypadku na spółce, która przestała być spółką dominującą w odniesieniu do spółki akcyjnej, ciąży obowiązek powiadomienia o ustaniu stosunku dominacji.

14. Obowiązki notyfikacyjne dotyczące nabywania i zbywania znacznych pakietów Akcji wynikające z Ustawy o Ofercie

Zgodnie z Ustawą o Ofercie kto: (a) osiągnął lub przekroczył 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, $33^1/_3$%, 50%, 75% albo 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej albo (b) posiadał co najmniej 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, $33^1/_3$%, 50%, 75% albo 90% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej, a w wyniku zmniejszenia tego udziału osiągnął odpowiednio 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 33%, $33^1/_3$%, 50%, 75% albo 90% lub mniej ogólnej liczby głosów, jest obowiązany niezwłocznie zawiadomić o tym KNF oraz spółkę publiczną, nie później niż w terminie 4 dni roboczych od dnia, w którym dowiedział się o zmianie udziału w ogólnej liczbie głosów lub przy zachowaniu należytej staranności mógł się o niej dowiedzieć, a w przypadku zmiany wynikającej z nabycia akcji spółki publicznej w transakcji zawartej na rynku regulowanym – nie później niż w terminie 6 dni sesyjnych od dnia zawarcia transakcji. Dniami sesyjnymi są dni sesyjne określone przez Regulamin GPW, zgodnie z przepisami w Ustawie o Obrocie oraz ogłoszone przez KNF w drodze publikacji na stronie internetowej. Obowiązek dokonania zawiadomienia powstaje również w przypadku: (a) zmiany dotychczas posiadanego udziału ponad 10% ogólnej liczby głosów o co najmniej: (i) 2% ogólnej liczby głosów – w spółce publicznej, której akcje są dopuszczone do obrotu na rynku oficjalnych notowań giełdowych, (ii) 5% ogólnej liczby głosów – w spółce publicznej, której akcje są dopuszczone do obrotu na innym rynku regulowanym niż rynek oficjalnych notowań giełdowych, (b) zmiany dotychczas posiadanego udziału ponad 33% ogólnej liczby głosów o co najmniej 1% ogólnej liczby głosów.

Obowiązek dokonania zawiadomienia, o którym mowa powyżej, nie powstaje w przypadku, gdy po rozliczeniu w depozycie papierów wartościowych kilku transakcji zawartych na rynku regulowanym w tym samym dniu zmiana udziału w ogólnej liczbie głosów w spółce publicznej na koniec dnia rozliczenia nie powoduje osiągnięcia lub przekroczenia progu ogólnej liczby głosów, z którym wiąże się powstanie tych obowiązków.

Zawiadomienie skierowane do KNF i spółki publicznej powinno zawierać informacje o: (a) dacie i rodzaju zdarzenia powodującego zmianę udziału, której dotyczy zawiadomienie, (b) liczbie akcji spółki publicznej posiadanych przed zmianą udziału i ich procentowym udziale w kapitale zakładowym tej spółki oraz o liczbie głosów z tych akcji i ich procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów, (c) liczbie aktualnie posiadanych akcji spółki publicznej i ich procentowym udziale w kapitale zakładowym tej spółki oraz o liczbie głosów z tych akcji i ich procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów, (d) zamiarach dalszego zwiększania udziału w ogólnej liczbie głosów w okresie 12 miesięcy od złożenia zawiadomienia oraz celu zwiększania tego udziału – w przypadku gdy zawiadomienie jest składane w związku z osiągnięciem lub przekroczeniem 10% ogólnej liczby głosów (w przypadku zmiany zamiarów lub celu należy niezwłocznie, nie później niż w terminie 3 dni roboczych od zaistnienia tej zmiany, poinformować o tym KNF oraz tę spółkę publiczną), (e) podmiotach zależnych od akcjonariusza dokonującego zawiadomienia, posiadających akcje spółki publicznej oraz (f) osobach trzecich, z którymi podmiot zawarł umowę, której przedmiotem jest przekazanie uprawnienia do wykonywania prawa głosu.

Zawiadomienie, o którym mowa powyżej, może być sporządzone w języku angielskim.

W przypadku, gdy podmiot zobowiązany do dokonania zawiadomienia posiada akcje różnego rodzaju, zawiadomienie, o którym mowa powyżej, powinno zawierać także informacje o: (a) liczbie akcji spółki publicznej posiadanych przed zmianą udziału i ich procentowym udziale w kapitale zakładowym tej spółki oraz o liczbie głosów z tych akcji i ich procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów, (b) liczbie aktualnie posiadanych akcji spółki publicznej i ich procentowym udziale w kapitale zakładowym tej spółki oraz o liczbie głosów z tych akcji i ich procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów, odrębnie dla akcji każdego rodzaju.

Obowiązki opisane powyżej spoczywają również na podmiocie, który osiągnął lub przekroczył określony próg ogólnej liczby głosów w związku z: (a) zajściem innego niż czynność prawna zdarzenia prawnego, (b) nabywaniem lub zbywaniem instrumentów finansowych, z których wynika bezwarunkowe prawo lub obowiązek nabycia już wyemitowanych akcji spółki publicznej oraz (c) pośrednim nabyciem akcji spółki publicznej (tj. uzyskaniem statusu podmiotu dominującego w spółce kapitałowej lub innej osobie prawnej posiadającej akcje spółki publicznej, lub w innej spółce kapitałowej lub osobie prawnej będącej wobec niej podmiotem dominującym oraz nabycie lub objęcie akcji spółki publicznej przez podmiot bezpośrednio lub pośrednio zależny). W przypadku nabywania lub zbywania instrumentów finansowych, z których wynika bezwarunkowe prawo lub obowiązek nabycia już wyemitowanych akcji spółki publicznej, zawiadomienie powinno zawierać również informacje o: (i) liczbie głosów oraz procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów, jaką posiadacz instrumentu finansowego osiągnie w wyniku nabycia akcji, (ii) dacie lub terminie, w którym nastąpi nabycie akcji oraz (iii) dacie wygaśnięcia instrumentu finansowego.

Obowiązki opisane powyżej powstają również w przypadku, gdy prawa głosu są związane z papierami wartościowymi stanowiącymi przedmiot zabezpieczenia. Nie dotyczy to sytuacji, gdy podmiot, na rzecz którego ustanowiono zabezpieczenie, ma prawo wykonywać prawo głosu i deklaruje zamiar wykonywania tego prawa – w takim przypadku prawa głosu uważa się za należące do podmiotu, na rzecz którego ustanowiono zabezpieczenie.

Spółka publiczna jest obowiązana do niezwłocznego przekazywania informacji otrzymanych od jej akcjonariusza w wykonaniu opisanych powyżej obowiązków równocześnie do publicznej wiadomości, KNF oraz spółce prowadzącej rynek regulowany, na którym notowane są akcje tej spółki. KNF może zwolnić spółkę publiczną z obowiązku przekazania informacji, o której mowa w zdaniu poprzedzającym, w przypadku, gdy ujawnienie takich informacji mogłoby: (a) zaszkodzić interesowi publicznemu lub (b) spowodować istotną szkodę dla interesów tej spółki publicznej – o ile brak odpowiedniej informacji nie spowoduje wprowadzenia w błąd ogółu inwestorów w zakresie oceny wartości papierów wartościowych. Spółka publiczna jest obowiązana ponadto do przekazywania KNF, nie później niż do dnia poprzedzającego wyznaczony dzień walnego zgromadzenia, wykazu akcjonariuszy uprawnionych do udziału w tym zgromadzeniu, z określeniem liczby akcji i głosów z akcji przysługujących każdemu z nich, a także do równoczesnego przekazywania do publicznej wiadomości, KNF oraz spółce prowadzącej rynek regulowany, na którym są notowane akcje tej spółki, w terminie 7 dni od dnia odbycia walnego zgromadzenia, wykazu akcjonariuszy posiadających co najmniej 5% liczby głosów na tym zgromadzeniu, z określeniem liczby głosów przysługujących każdemu z nich z posiadanych akcji i wskazaniem ich procentowego udziału w liczbie głosów na tym walnym zgromadzeniu oraz w ogólnej liczbie głosów.

15. Wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę Akcji przewidziane przez Ustawę o Ofercie

15.1. Wezwanie na podstawie art. 72 Ustawy o Ofercie

Ustawa o Ofercie przewiduje, iż nabycie akcji spółki publicznej w liczbie powodującej zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów o więcej niż:

– 10% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 60 dni, przez podmiot, którego udział w ogólnej liczbie głosów w tej spółce wynosi mniej niż 33%;

– 5% ogólnej liczby głosów w okresie krótszym niż 12 miesięcy, przez akcjonariusza, którego udział w ogólnej liczbie głosów w tej spółce wynosi co najmniej 33%;

może nastąpić wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę tych akcji w liczbie nie mniejszej niż odpowiednio 10% lub 5% ogólnej liczby głosów.

Obowiązki opisane powyżej nie powstają w przypadku nabywania akcji w obrocie pierwotnym, w ramach wnoszenia ich do spółki jako wkładu niepieniężnego oraz w przypadku połączenia lub podziału spółki.

Obowiązki określone powyżej nie powstają również w przypadku nabywania akcji od Skarbu Państwa:

– w wyniku pierwszej oferty publicznej;

– w okresie trzech lat od dnia zakończenia sprzedaży przez Skarb Państwa akcji w wyniku pierwszej oferty publicznej.

15.2. Wezwanie na podstawie art. 73 Ustawy o Ofercie

Ustawa o Ofercie przewiduje w art. 73, iż przekroczenie 33% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej może nastąpić, z zastrzeżeniem przypadku opisanego poniżej, wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji tej spółki w liczbie zapewniającej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów, z wyjątkiem przypadku, gdy przekroczenie 33% ogólnej liczby głosów ma nastąpić w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji spółki w związku z przekroczeniem 66% ogólnej liczby głosów.

W przypadku gdy przekroczenie progu 33% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku pośredniego nabycia akcji, objęcia akcji nowej emisji, nabycia akcji w wyniku oferty publicznej lub w ramach wnoszenia ich do spółki jako wkładu niepieniężnego, połączenia lub podziału spółki, w wyniku zmiany statutu spółki, wygaśnięcia uprzywilejowania akcji lub zajścia innego niż czynność prawna zdarzenia prawnego, akcjonariusz lub podmiot, który pośrednio nabył akcje, jest obowiązany, w terminie trzech miesięcy od przekroczenia 33% ogólnej liczby głosów, do:

– ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji tej spółki w liczbie powodującej osiągnięcie 66% ogólnej liczby głosów; albo

– zbycia akcji w liczbie powodującej osiągnięcie nie więcej niż 33% ogólnej liczby głosów;

chyba że w tym terminie udział akcjonariusza lub podmiotu, który pośrednio nabył akcje, w ogólnej liczbie głosów ulegnie zmniejszeniu do nie więcej niż 33% ogólnej liczby głosów, odpowiednio w wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, zmiany statutu spółki lub wygaśnięcia uprzywilejowania jego akcji.

Jeżeli przekroczenie 33% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku dziedziczenia, opisany powyżej obowiązek ogłoszenia wezwania albo zbycia akcji ma zastosowanie w przypadku, gdy po takim nabyciu akcji udział w ogólnej liczbie głosów uległ dalszemu zwiększeniu. Termin wykonania tego obowiązku liczy się od dnia, w którym nastąpiło zdarzenie powodujące zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów.

Podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania zgodnie z regulacjami opisanymi w dwóch poprzedzających akapitach nie może do dnia ich wykonania bezpośrednio lub pośrednio nabywać lub obejmować akcji spółki publicznej, w której przekroczył określony próg ogólnej liczby głosów.

Obowiązki określone powyżej nie powstają w przypadku nabywania akcji od Skarbu Państwa:

– w wyniku pierwszej oferty publicznej; albo

– w okresie trzech lat od dnia zakończenia sprzedaży przez Skarb Państwa akcji w wyniku pierwszej oferty publicznej.

15.3. Wezwanie na podstawie art. 74 Ustawy o Ofercie

Zgodnie z regulacją zawartą w Ustawie o Ofercie przekroczenie 66% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej może nastąpić, z zastrzeżeniem przypadku opisanego poniżej, wyłącznie w wyniku ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji tej spółki publicznej.

W przypadku gdy przekroczenie progu 66% ogólnej liczby głosów w spółce publicznej nastąpiło w wyniku pośredniego nabycia akcji, objęcia akcji nowej emisji, nabycia akcji w wyniku oferty publicznej lub w ramach wnoszenia ich do spółki jako wkładu niepieniężnego, połączenia lub podziału spółki, w wyniku zmiany statutu spółki, wygaśnięcia uprzywilejowania akcji lub zajścia innego niż czynność prawna zdarzenia prawnego, akcjonariusz lub podmiot, który pośrednio nabył akcje, jest obowiązany, w terminie trzech miesięcy od przekroczenia 66% ogólnej liczby głosów, do ogłoszenia wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji tej spółki, chyba że w tym terminie udział akcjonariusza lub podmiotu, który pośrednio nabył akcje, w ogólnej liczbie głosów ulegnie zmniejszeniu do nie więcej niż 66% ogólnej liczby głosów, odpowiednio w wyniku podwyższenia kapitału zakładowego, zmiany statutu spółki lub wygaśnięcia uprzywilejowania jego akcji.

Podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania zgodnie z regulacjami opisanymi w akapicie poprzedzającym nie może do dnia wykonania tego obowiązku bezpośrednio lub pośrednio nabywać lub obejmować akcji spółki publicznej, w której przekroczył określony próg ogólnej liczby głosów.

Akcjonariusz, który w okresie sześciu miesięcy po przeprowadzeniu wezwania do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę wszystkich pozostałych akcji spółki publicznej nabył, po cenie wyższej niż cena określona w tym wezwaniu, kolejne akcje tej spółki publicznej, w inny sposób niż w ramach wezwań lub w wyniku przymusowego wykupu akcji na żądanie akcjonariusza mniejszościowego (patrz punkt 9 powyżej), jest obowiązany, w terminie miesiąca od tego nabycia, do zapłacenia różnicy ceny wszystkim osobom, które zbyły akcje w tym wezwaniu, z wyłączeniem osób, od których akcje zostały nabyte po cenie obniżonej w przypadku akcji stanowiących co najmniej 5% wszystkich akcji spółki publicznej, które zostały nabyte od oznaczonej osoby zgłaszającej się na wezwanie, jeśli podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania i ta osoba postanowiły o obniżeniu ceny akcji. Regulacja ta ma zastosowanie odpowiednio do podmiotu, który pośrednio nabył akcje spółki publicznej.

Jeżeli przekroczenie 66% ogólnej liczby głosów nastąpiło w wyniku dziedziczenia, opisany powyżej obowiązek ogłoszenia wezwania ma zastosowanie w przypadku, gdy po takim nabyciu akcji udział w ogólnej liczbie głosów uległ dalszemu zwiększeniu. Termin wykonania tego obowiązku liczy się od dnia, w którym nastąpiło zdarzenie powodujące zwiększenie udziału w ogólnej liczbie głosów.

Podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania zgodnie z regulacjami opisanymi w akapicie poprzedzającym nie może do dnia wykonania tego obowiązku bezpośrednio lub pośrednio nabywać lub obejmować akcji spółki publicznej, w której przekroczył określony próg ogólnej liczby głosów.

15.4. Brak obowiązków wynikających z art. 72-74 Ustawy o Ofercie

Obowiązki wynikające z art. 72-74 Ustawy o Ofercie nie powstają w przypadku nabywania akcji:

- spółki, której akcje wprowadzone są wyłącznie do alternatywnego sytemu obrotu albo nie są przedmiotem obrotu zorganizowanego;
- od podmiotu wchodzącego w skład tej samej grupy kapitałowej;
- w trybie określonym przepisami prawa upadłościowego i naprawczego oraz w postępowaniu egzekucyjnym;
- zgodnie z umową u ustanowienie zabezpieczenia finansowego, zawartą przez uprawnione podmioty na warunkach określonych w ustawie z dnia 2 kwietnia 2004 roku o niektórych zabezpieczeniach finansowych (Dz.U. Nr 91, poz. 871, z późn. zm.);
- obciążonych zastawem w celu zaspokojenia zastawnika uprawnionego na podstawie innych ustaw do korzystania z trybu zaspokojenia polegającego na przejęciu na własność przedmiotu zastawu;
- w drodze dziedziczenia, z wyłączeniem przypadków opisanych powyżej w odniesieniu do art. 73 i 74 Ustawy o Ofercie.

15.5. Szczegółowe regulacje dotyczące wezwań na podstawie Ustawy o Ofercie

Zgodnie z art. 76 Ustawy o Ofercie w zamian za akcje będące przedmiotem wezwania do zapisywania się na zamianę akcji, w przypadku wezwania, o którym mowa w art. 72 i art. 73 Ustawy o Ofercie, mogą być nabywane wyłącznie: (a) zdematerializowane: (i) akcje innej spółki, (ii) kwity depozytowe, (iii) listy zastawne albo (b) obligacje emitowane przez Skarb Państwa. W zamian za akcje będące przedmiotem wezwania do zapisywania się na zamianę akcji, w przypadku wezwania, o którym mowa w art. 74 Ustawy o Ofercie, mogą być nabywane wyłącznie zdematerializowane akcje innej spółki lub inne zdematerializowane zbywalne papiery wartościowe dające prawo głosu w spółce. W przypadku gdy przedmiotem wezwania mają być wszystkie pozostałe akcje spółki, wezwanie musi przewidywać możliwość sprzedaży akcji przez podmiot zgłaszający się w odpowiedzi na to wezwanie po cenie ustalonej zgodnie ze szczegółowymi regulacjami Ustawy o Ofercie, które zostały opisane poniżej.

Ogłoszenie wezwania następuje po ustanowieniu zabezpieczenia w wysokości nie mniejszej niż 100% wartości akcji, które mają być przedmiotem wezwania. Ustanowienie zabezpieczenia powinno być udokumentowane zaświadczeniem banku lub innej instytucji finansowej udzielającej zabezpieczenia lub pośredniczącej w jego udzieleniu.

Wezwanie jest ogłaszane i przeprowadzane za pośrednictwem podmiotu prowadzącego działalność maklerską na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, który jest obowiązany – nie później niż na 14 dni roboczych przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów – do równoczesnego zawiadomienia o zamiarze jego ogłoszenia KNF oraz spółki prowadzącej rynek regulowany, na którym są notowane dane akcje. Podmiot ten załącza do zawiadomienia treść wezwania.

Odstąpienie od ogłoszonego wezwania jest niedopuszczalne, chyba że po jego ogłoszeniu inny podmiot ogłosił wezwanie dotyczące tych samych akcji. Odstąpienie od wezwania ogłoszonego na wszystkie pozostałe akcje spółki publicznej jest dopuszczalne jedynie wtedy, gdy inny podmiot ogłosił wezwanie na wszystkie pozostałe akcje tej spółki po cenie nie niższej niż w tym wezwaniu.

W okresie pomiędzy dokonaniem zawiadomienia o zamiarze ogłoszenia wezwania a zakończeniem wezwania: (a) podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania oraz (b) podmioty od niego zależne lub wobec niego dominujące lub (c) podmioty będące stronami zawartego z podmiotem obowiązanym do ogłoszenia wezwania porozumienia dotyczącego nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki:

- mogą nabywać akcje spółki publicznej, której dotyczy wezwanie, jedynie w ramach tego wezwania i w sposób w nim określony;
- nie mogą zbywać akcji spółki publicznej, której dotyczy wezwanie, ani zawierać umów, z których mógłby wynikać obowiązek zbycia przez nie tych akcji, w czasie trwania wezwania;
- nie mogą nabywać pośrednio akcji spółki publicznej, której dotyczy wezwanie.

Po ogłoszeniu wezwania podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania oraz zarząd spółki publicznej, której akcji wezwanie dotyczy, przekazują informację o tym wezwaniu, wraz z jego treścią, odpowiednio przedstawicielom zakładowych organizacji zrzeszających pracowników spółki, a w przypadku braku takiej organizacji – bezpośrednio pracownikom.

W przypadku gdy akcje będące przedmiotem wezwania są dopuszczone do obrotu na rynku regulowanym na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz w innym państwie członkowskim, podmiot ogłaszający wezwanie jest obowiązany zapewnić na terytorium tego państwa szybki i łatwy dostęp do wszelkich informacji i dokumentów, które są przekazywane do publicznej wiadomości w związku z wezwaniem, w sposób określony przepisami państwa członkowskiego.

Po zakończeniu wezwania podmiot, który ogłosił wezwanie, jest obowiązany zawiadomić, w trybie, o którym mowa w art. 69 Ustawy o Ofercie (patrz punkt 14 powyżej) o liczbie akcji nabytych w wezwaniu oraz procentowym udziale w ogólnej liczbie głosów osiągniętym w wyniku wezwania.

Po otrzymaniu zawiadomienia o zamiarze ogłoszenia wezwania KNF może, najpóźniej na trzy dni robocze przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów, zgłosić żądanie wprowadzenia niezbędnych zmian lub uzupełnień w treści wezwania albo przekazania wyjaśnień dotyczących jego treści, w terminie określonym w żądaniu, nie krótszym niż dwa dni. Żądanie, o którym mowa powyżej, doręczone podmiotowi prowadzącemu działalność maklerską, pośredniczącego w ogłoszeniu i przeprowadzeniu wezwania, uważa się za doręczone podmiotowi obowiązanemu do ogłoszenia wezwania. Rozpoczęcie przyjmowania zapisów w wezwaniu ulega wstrzymaniu do czasu dokonania czynności wskazanych w żądaniu, o którym mowa w zdaniu poprzedzającym, przez podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania.

16. Regulacje dotyczące ceny akcji w wezwaniu

Cena akcji proponowana w wezwaniu ogłaszanym na podstawie art. 72-74 Ustawy o Ofercie:

- w przypadku gdy którekolwiek z akcji spółki publicznej są przedmiotem obrotu na rynku regulowanym, nie może być niższa od: (a) średniej ceny rynkowej z okresu sześciu miesięcy poprzedzających ogłoszenie wezwania, w czasie których dokonywany był obrót tymi akcjami na rynku głównym, albo (b) średniej ceny rynkowej z krótszego okresu – jeżeli obrót akcjami spółki był dokonywany na rynku głównym przez okres krótszy niż określony w lit. (a);
- w przypadku gdy nie jest możliwe ustalenie ceny zgodnie z zasadami wskazanymi w punkcie poprzedzającym albo w przypadku spółki, w stosunku do której otwarte zostało postępowanie układowe lub upadłościowe – nie może być niższa od ich wartości godziwej.

Cena akcji proponowana w wezwaniach, o których mowa w art. 72-74 Ustawy o Ofercie, nie może być również niższa od:

- najwyższej ceny, jaką za akcje będące przedmiotem wezwania podmiot obowiązany do jego ogłoszenia, podmioty od niego zależne lub wobec niego dominujące, lub podmioty będące stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki, zapłaciły w okresie 12 miesięcy przed ogłoszeniem wezwania; albo
- najwyższej wartości rzeczy lub praw, które podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania lub podmioty od niego zależne lub wobec niego dominujące, lub podmioty będące stronami zawartego z nim porozumienia dotyczącego nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki, wydały w zamian za akcje będące przedmiotem wezwania, w okresie 12 miesięcy przed ogłoszeniem wezwania.

Cena akcji proponowana w wezwaniu, o którym mowa w art. 74 Ustawy o Ofercie, nie może być również niższa od średniej ceny rynkowej z okresu trzech miesięcy obrotu tymi akcjami na rynku regulowanym poprzedzających ogłoszenie wezwania.

Cena proponowana w wezwaniu, o którym mowa w art. 72-74 Ustawy o Ofercie, może być niższa od ceny ustalonej zgodnie z zasadami powołanymi powyżej, w odniesieniu do akcji stanowiących co najmniej 5% wszystkich akcji spółki, które będą nabyte w wezwaniu od oznaczonej osoby zgłaszającej się na wezwanie, jeżeli podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania i ta osoba tak postanowiły.

W przypadku gdy średnia cena rynkowa akcji, ustalona zgodnie z opisanymi powyżej zasadami określonymi w Ustawie o Ofercie, znacznie odbiega od wartości godziwej tych akcji z powodu:

- przyznania akcjonariuszom prawa poboru, prawa do dywidendy, prawa do nabycia akcji spółki przejmującej w związku z podziałem spółki publicznej przez wydzielenie lub innych praw majątkowych związanych z posiadaniem akcji spółki publicznej;
- znacznego pogorszenia sytuacji finansowej lub majątkowej spółki na skutek zdarzeń lub okoliczności, których spółka nie mogła przewidzieć lub im zapobiec;
- zagrożenia spółki trwałą niewypłacalnością;

podmiot ogłaszający wezwanie może zwrócić się do KNF z wnioskiem o udzielenie zgody na zaproponowanie w wezwaniu ceny niespełniającej kryteriów, o których mowa w art. 79 ust. 1 pkt 1, ust. 2 i 3 Ustawy o Ofercie.

KNF może udzielić zgody, o ile proponowana cena nie jest niższa od wartości godziwej tych akcji, a ogłoszenie takiego wezwania nie naruszy uzasadnionego interesu akcjonariuszy. KNF może w decyzji określić termin, w ciągu którego powinno nastąpić ogłoszenie wezwania po cenie wskazanej w decyzji.

Do wniosku załącza się wycenę akcji spółki sporządzoną według wartości godziwej, na dzień przypadający nie wcześniej niż 14 dni przed złożeniem wniosku, przez podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych. W razie powzięcia wątpliwości co do prawidłowości wyceny załączonej do wniosku KNF może zlecić sporządzenie wyceny podmiotowi uprawnionemu do badania sprawozdań finansowych. W przypadku gdy wycena sporządzona na zlecenie KNF wykaże, że wątpliwości były uzasadnione, wnioskodawca zwraca KNF koszty sporządzenia wyceny.

W przypadku wezwania, o którym mowa w art. 73 ust. 2 albo art. 74 ust. 2 Ustawy o Ofercie, wniosek może zostać złożony nie później niż w terminie miesiąca od powstania obowiązku ogłoszenia wezwania.

KNF podaje do publicznej wiadomości treść decyzji w sprawie wniosku o udzielenie zgody na zaproponowanie w wezwaniu ceny niespełniających kryteriów art. 79 ust. 1 pkt 1, ust. 2 i 3 Ustawy o Ofercie, wraz z jej uzasadnieniem. W przypadku udzielenia przez KNF zgody cena proponowana w wezwaniu może być niższa od ceny określonej w decyzji KNF udzielającej zgody, w odniesieniu do akcji stanowiących co najmniej 5% wszystkich akcji spółki publicznej, które będą nabyte w wezwaniu od oznaczonej osoby zgłaszającej się na wezwanie, jeżeli podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania i ta osoba tak postanowiły.

Za cenę proponowaną w wezwaniu na zamianę akcji uważa się wartość zdematerializowanych akcji innej spółki, których własność zostanie przeniesiona w zamian za akcje będące przedmiotem wezwania. Wartość akcji zdematerializowanych, o których mowa w zdaniu poprzedzającym, ustala się:

– w przypadku akcji będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym: (a) według średniej ceny rynkowej z okresu 6 miesięcy obrotu tymi akcjami na rynku regulowanym poprzedzających ogłoszenie wezwania albo (b) według średniej ceny z krótszego okresu – jeżeli obrót akcjami był dokonywany na rynku regulowanym przez okres krótszy niż określony w lit. (a) powyżej;

– w przypadku gdy nie jest możliwe ustalenie wartości akcji zgodnie z zasadami opisanymi w punkcie poprzedzającym – według ich wartości godziwej.

Za średnią cenę rynkową, o której mowa w opisanych powyżej regulacjach dotyczących wezwania, uważa się cenę będącą średnią arytmetyczną ze średnich, dziennych cen ważonych wolumenem obrotu.

W okresie ostatniego roku obrotowego i do dnia Prospektu nie były dokonywane żadne publiczne oferty przejęcia w stosunku do Akcji.

17. Stanowisko zarządu spółki publicznej, której akcje są objęte wezwaniem, dotyczące ogłoszonego wezwania

Zgodnie z art. 80 Ustawy o Ofercie zarząd spółki publicznej, której akcje są objęte wezwaniem, o którym mowa w art. 73 lub art. 74 Ustawy o Ofercie, jest obowiązany, nie później niż na dwa dni robocze przed dniem rozpoczęcia przyjmowania zapisów, przekazać KNF oraz do publicznej wiadomości stanowisko dotyczące ogłoszonego wezwania wraz z podaniem podstaw tego stanowiska. Stanowisko zarządu spółki publicznej przedstawiane jest równocześnie przedstawicielom zakładowych organizacji zrzeszających pracowników spółki, a w przypadku braku takiej organizacji – bezpośrednio pracownikom.

Stanowisko zarządu spółki publicznej, oparte na informacjach podanych przez podmiot obowiązany do ogłoszenia wezwania w treści tego wezwania, zawiera w szczególności opinię dotyczącą wpływu wezwania na interes spółki publicznej, w tym zatrudnienie w spółce, strategicznych planów tego podmiotu wobec spółki publicznej i ich prawdopodobnego wpływu na zatrudnienie w spółce oraz na lokalizację prowadzenia jej działalności, jak również stwierdzenie, czy zdaniem zarządu spółki publicznej cena proponowana w wezwaniu odpowiada wartości godziwej tej spółki, przy czym dotychczasowe notowania giełdowe nie mogą być jedynym miernikiem tej wartości.

W przypadku zasięgnięcia opinii zewnętrznego podmiotu (biegłego) na temat ceny akcji w wezwaniu, jak również w przypadku uzyskania opinii działających w spółce zakładowych organizacji zrzeszających pracowników spółki, spółka przekazuje również te opinie w formie raportu bieżącego w trybie określonym w art. 56 ust. 1 Ustawy o Ofercie.

18. Szczególne przypadki stosowania przepisów Ustawy o Ofercie dotyczących wezwań do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji oraz przymusowego wykupu i odkupu

Zgodnie z art. 87 Ustawy o Ofercie obowiązki określone w przepisach tej ustawy dotyczących znacznych pakietów akcji spółek publicznych odpowiednio spoczywają:

– również na podmiocie, który osiągnął lub przekroczył określony w Ustawie o Ofercie próg ogólnej liczby głosów w związku z nabywaniem lub zbywaniem kwitów depozytowych wystawionych w związku z akcjami spółki publicznej;

– na funduszu inwestycyjnym – również w przypadku, gdy osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w przepisach Ustawy o Ofercie następuje w związku z posiadaniem akcji łącznie przez: (a) inne fundusze inwestycyjne zarządzane przez to samo towarzystwo funduszy inwestycyjnych, (b) inne fundusze inwestycyjne utworzone poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, zarządzane przez ten sam podmiot;

– również na podmiocie, w przypadku którego osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w przepisach Ustawy o Ofercie następuje w związku z posiadaniem akcji: (a) przez osobę trzecią w imieniu własnym, lecz na zlecenie lub na rzecz tego podmiotu, z wyłączeniem akcji nabytych w ramach wykonywania czynności, o których mowa w art. 69 ust. 2 pkt 2 Ustawy o Obrocie, (b) w ramach wykonywania czynności polegających na zarządzaniu portfelami, w skład których wchodzi jeden lub większa liczba instrumentów finansowych, zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie oraz ustawy z dnia 27 maja 2004 roku o funduszach inwestycyjnych (Dz.U. Nr 146, poz. 1546, z późn. zm.) – w zakresie akcji wchodzących w skład zarządzanych portfeli papierów wartościowych, z których podmiot ten, jako zarządzający, może w imieniu zleceniodawców wykonywać prawo głosu na walnym zgromadzeniu, (c) przez osobę trzecią, z którą ten podmiot zawarł umowę, której przedmiotem jest przekazanie uprawnienia do wykonywania prawa głosu;

– również na pełnomocniku, który w ramach reprezentowania akcjonariusza na walnym zgromadzeniu został upoważniony do wykonywania prawa głosu z akcji spółki publicznej, jeżeli akcjonariusz ten nie wydał wiążących pisemnych dyspozycji co do sposobu głosowania;

– również łącznie na wszystkich podmiotach, które łączy pisemne lub ustne porozumienie dotyczące nabywania przez te podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki, chociażby tylko jeden z tych podmiotów podjął lub zamierzał podjąć czynności powodujące powstanie tych obowiązków;

– na podmiotach, które zawierają porozumienie, o którym mowa w punkcie poprzedzającym, posiadając akcje spółki publicznej, w liczbie zapewniającej łącznie osiągnięcie lub przekroczenie danego progu ogólnej liczby głosów określonego w przepisach Ustawy o Ofercie.

W przypadkach określonych w dwóch punktach poprzedzających obowiązki określone w rozdziale Ustawy o Ofercie dotyczącym znacznych pakietów akcji spółek publicznych mogą być wykonywane przez jedną ze stron porozumienia wskazaną przez strony porozumienia.

Istnienie porozumienia dotyczącego nabywania przez podmioty akcji spółki publicznej lub zgodnego głosowania na walnym zgromadzeniu lub prowadzenia trwałej polityki wobec spółki domniemywa się w przypadku posiadania akcji spółki publicznej przez: (a) małżonków, ich wstępnych, zstępnych i rodzeństwo oraz powinowatych w tej samej linii lub stopniu, jak również osoby pozostające w stosunku przysposobienia, opieki i kurateli, (b) osoby pozostające we wspólnym gospodarstwie domowym, (c) mocodawcę lub jego pełnomocnika, nie będącego firmą inwestycyjną, upoważnionego do dokonywania na rachunku papierów wartościowych czynności zbycia lub nabycia papierów wartościowych oraz (d) jednostki powiązane w rozumieniu Ustawy o Rachunkowości.

Obowiązki określone w przepisach Ustawy o Ofercie dotyczących znacznych pakietów akcji spółek publicznych powstają również w przypadku, gdy prawa głosu są związane z papierami wartościowymi zdeponowanymi lub zarejestrowanymi w podmiocie, który może nimi rozporządzać według własnego uznania.

Do liczby głosów, która powoduje powstanie obowiązków określonych w przepisach Ustawy o Ofercie dotyczących znacznych pakietów akcji spółek publicznych: (a) po stronie podmiotu dominującego – wlicza się liczbę głosów posiadanych przez jego podmioty zależne, (b) po stronie pełnomocnika który, który w ramach reprezentowania akcjonariusza na walnym zgromadzeniu został upoważniony do wykonywania prawa głosu z akcji spółki publicznej, jeżeli akcjonariusz ten nie wydał wiążących pisemnych dyspozycji co do sposobu głosowania – wlicza się liczbę głosów z akcji objętych pełnomocnictwem, (c) wlicza się liczbę głosów z wszystkich akcji, nawet jeżeli wykonywanie z nich prawa głosu jest ograniczone lub wyłączone z mocy statutu, umowy lub przepisu prawa.

19. Obowiązek notyfikacyjny wynikający z regulacji antymonopolowych

19.1. Regulacja Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów

Zgodnie z podstawową regulacją przewidzianą w art. 13 Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów, zamiar koncentracji przedsiębiorców podlega zgłoszeniu Prezesowi UOKiK, jeżeli łączny światowy obrót przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekroczył równowartość 1 mld EUR lub jeżeli łączny obrót na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji w roku obrotowym poprzedzającym rok zgłoszenia przekroczył równowartość 50 mln EUR. Powyższy obrót obejmuje obrót zarówno przedsiębiorców bezpośrednio uczestniczących w koncentracji, jak i pozostałych przedsiębiorców należących do grup kapitałowych, do których należą przedsiębiorcy bezpośrednio uczestniczący w koncentracji. Prezes UOKiK wydaje zgodę na taką koncentrację, w wyniku której konkurencja na rynku nie zostanie istotnie ograniczona, w szczególności przez powstanie lub umocnienie pozycji dominującej na rynku.

Przepisy Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów znajdują zastosowanie nie tylko do przedsiębiorców w rozumieniu przepisów o działalności gospodarczej, lecz również, zgodnie z art. 4 pkt 1 lit. c) Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów, do osób fizycznych posiadających kontrolę w rozumieniu przepisów Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów nad co najmniej jednym przedsiębiorcą, choćby taka osoba fizyczna nie prowadziła działalności gospodarczej w rozumieniu przepisów o działalności gospodarczej, o ile taka osoba fizyczna podejmuje dalsze działania podlegające kontroli koncentracji zgodnie z przepisami Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów.

Zgodnie z art. 13 ust. 2 pkt 2 Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów obowiązek zgłoszenia zamiaru koncentracji, o którym mowa powyżej, znajdzie m.in. zastosowanie w przypadku zamiaru przejęcia, przez nabycie lub objęcie akcji bądź innych papierów wartościowych lub w jakikolwiek inny sposób, bezpośredniej lub pośredniej kontroli nad jednym lub więcej przedsiębiorcami przez jednego lub więcej przedsiębiorców. W rozumieniu Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów przez przejęcie kontroli rozumie się wszelkie formy bezpośredniego lub pośredniego uzyskania uprawnień, które osobno albo łącznie, przy uwzględnieniu wszystkich okoliczności prawnych lub faktycznych, umożliwiają wywieranie decydującego wpływu na określonego przedsiębiorcę lub przedsiębiorców.

Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów nie wymaga zgłoszenia zamiaru koncentracji, jeżeli obrót przedsiębiorcy, nad którym ma nastąpić przejęcie kontroli, poprzez nabycie akcji, udziałów, innych papierów wartościowych lub w inny sposób, nie przekroczył na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w żadnym z dwóch lat obrotowych poprzedzających zgłoszenie równowartości 10 mln EUR. W tym przypadku powyższy obrót obejmuje jedynie obrót przedsiębiorcy, nad którym ma zostać przejęta kontrola oraz jego przedsiębiorców zależnych. Ponadto zgodnie z art. 14 Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów nie podlega zgłoszeniu zamiar koncentracji: (a) polegającej na czasowym nabyciu lub objęciu przez instytucję finansową akcji w celu ich odsprzedaży, jeżeli przedmiotem działalności gospodarczej tej instytucji jest prowadzone na własny lub cudzy rachunek inwestowanie w akcje innych przedsiębiorców, pod warunkiem że odsprzedaż ta nastąpi przed upływem roku od dnia nabycia lub objęcia, oraz że (i) instytucja ta nie wykonuje praw z tych akcji, z wyjątkiem prawa do dywidendy, lub (ii) wykonuje te prawa wyłącznie w celu przygotowania odsprzedaży całości lub części przedsiębiorstwa, jego majątku lub tych akcji, (b) polegającej na czasowym nabyciu lub objęciu przez przedsiębiorcę akcji w celu zabezpieczenia wierzytelności, pod warunkiem, że nie będzie on wykonywał praw z tych akcji, z wyłączeniem prawa do ich sprzedaży, (c) następującej w toku postępowania upadłościowego, z wyłączeniem przypadków przejęcia kontroli przez konkurentów

lub podmioty z grup kapitałowych konkurentów przejmowanego przedsiębiorcy, (d) przedsiębiorców należących do tej samej grupy kapitałowej. Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów przewiduje w art. 15, iż dokonanie koncentracji przez przedsiębiorcę zależnego uważa się za jej dokonanie przez przedsiębiorcę dominującego.

Zgodnie z art. 97 Ustawy o Ochronie Konkurencji i Konsumentów przedsiębiorcy, których zamiar koncentracji podlega zgłoszeniu, są obowiązani do wstrzymania się od dokonania koncentracji do czasu wydania przez Prezesa UOKiK decyzji o wyrażeniu zgody na dokonanie koncentracji lub upływu terminu, w jakim taka decyzja powinna zostać wydana. Czynność prawna, na podstawie której ma nastąpić koncentracja, może być dokonana pod warunkiem wydania przez Prezesa UOKiK zgody na dokonanie koncentracji lub upływu przewidzianych przez Ustawę o Ochronie Konkurencji i Konsumentów terminów dotyczących trwania postępowania w sprawach koncentracji. Realizacja publicznej oferty kupna lub zamiany akcji zgłoszona Prezesowi UOKiK nie stanowi naruszenia ustawowego obowiązku wstrzymania się od dokonania koncentracji, o którym mowa powyżej, jeżeli nabywca nie korzysta z prawa głosu wynikającego z nabytych akcji lub czyni to wyłącznie w celu utrzymania pełnej wartości swej inwestycji kapitałowej lub dla zapobieżenia poważnej szkodzie, jaka może powstać u przedsiębiorców uczestniczących w koncentracji.

19.2. Regulacje Unii Europejskiej

Koncentracja przedsiębiorców działających w Polsce może podlegać również przepisom Prawa Europejskiego. Rozporządzenie w sprawie Koncentracji znajduje zastosowanie do tzw. koncentracji o wymiarze wspólnotowym w rozumieniu przepisów tego rozporządzenia. Zgodnie z art. 1 Rozporządzenia w sprawie Koncentracji dana koncentracja ma wymiar wspólnotowy, jeżeli: (a) łączny światowy obrót wszystkich zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 5 mld EUR, oraz (b) łączny obrót przypadający na Wspólnotę Europejska, każdego z co najmniej dwóch zainteresowanych przedsiębiorstw, wynosi więcej niż 250 mln EUR; chyba, że każde z zainteresowanych przedsiębiorstw uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na Wspólnotę Europejską w jednym i tym samym Państwie Członkowskim. Koncentracja niespełniająca powyższych wymogów ma wymiar wspólnotowy w przypadku, gdy: (a) łączny światowy obrót wszystkich zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 2,5 mld EUR, (b) w każdym z co najmniej trzech Państw Członkowskich łączny obrót wszystkich zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 100 mln EUR, (c) w każdym z co najmniej trzech Państw Członkowskich ujętych dla celów wskazanych w punkcie (b) powyżej łączny obrót każdego z co najmniej dwóch zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 25 mln EUR, oraz (d) łączny obrót przypadający na Wspólnotę Europejską każdego z co najmniej dwóch zainteresowanych przedsiębiorstw wynosi więcej niż 100 mln EUR; chyba że każde z zainteresowanych przedsiębiorstw uzyskuje więcej niż dwie trzecie swoich łącznych obrotów przypadających na Wspólnotę Europejską w jednym i tym samym Państwie Członkowskim.

Art. 3 Rozporządzenia w sprawie Koncentracji wprowadza regułę, iż koncentracja podlegająca regulacji tego rozporządzenia występuje w przypadku, gdy trwała zmiana kontroli wynika z (a) łączenia się dwóch lub więcej wcześniej samodzielnych przedsiębiorstw lub części przedsiębiorstw, lub (b) przejęcia, przez jedną lub więcej osób już kontrolujących co najmniej jedno przedsiębiorstwo albo przez jedno lub więcej przedsiębiorstw, bezpośredniej lub pośredniej kontroli nad całym lub częścią jednego lub więcej innych przedsiębiorstw, czy to w drodze zakupu papierów wartościowych lub aktywów, czy to w drodze umowy lub w jakikolwiek inny sposób.

Zgodnie z art. 4 Rozporządzenia w sprawie Koncentracji, koncentracje o wymiarze wspólnotowym określone w rozporządzeniu zgłasza się Komisji Europejskiej przed ich wykonaniem i po zawarciu umowy, ogłoszeniu publicznej oferty przejęcia lub nabyciu kontrolnego pakietu akcji, przy czym w określonych przypadkach koncentracje mogą być także zgłaszane na wcześniejszym etapie. Jeżeli Komisja Europejska dojdzie do wniosku, że zgłoszona koncentracja nie przeszkodzi znacząco skutecznej konkurencji na wspólnym rynku lub znacznej jego części, w szczególności w wyniku utworzenia lub umocnienia pozycji dominującej, uznaje taką koncentrację za zgodną ze wspólnym rynkiem.

XIX. POLSKI RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

1. Wprowadzenie

Zgodnie z informacjami zamieszczonymi w Rozdziale XXII Prospektu Akcje, w tym Akcje Oferowane, będą przedmiotem wniosków o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na rynku podstawowym (rynku oficjalnych notowań giełdowych) GPW. Obrót Akcjami będzie więc podlegał polskim regulacjom dotyczącym obrotu papierami wartościowymi oraz regulacjom GPW i KDPW.

2. Regulacje rynkowe

Obrót akcjami na rynku regulowanym na terytorium Polski podlega przepisom prawa polskiego, w szczególności zaś przepisom Ustawy o Ofercie oraz Ustawy o Obrocie, a także regulacjom GPW oraz KDPW, w tym postanowieniom Regulaminu Giełdy oraz regulaminu KDPW. Tryb i organizację nadzoru nad polskim rynkiem kapitałowym sprawowanego przez KNF określa ustawa z dnia 29 lipca 2005 roku o nadzorze nad rynkiem kapitałowym (Dz.U. z 2005 roku, Nr 183, poz. 1537, z późn. zm.) oraz ustawa z dnia 21 lipca 2006 roku o nadzorze nad rynkiem finansowym (Dz.U. z 2006 roku, Nr 157, poz. 1119, z późn. zm.).

Wypełnianie przez polskich emitentów obowiązków informacyjnych regulowane jest w szczególności przepisami Ustawy o Ofercie, Ustawy o Obrocie i innych aktów wydanych na ich podstawie, w tym Rozporządzenia o Raportach. Zgodnie z przepisami powołanych aktów prawnych emitenci papierów wartościowych dopuszczonych do obrotu na rynku regulowanym są obowiązani podawać do publicznej wiadomości, za pośrednictwem elektronicznego systemu przekazywania informacji (ESPI) zarządzanego przez KNF, informacje o określonych zdarzeniach lub okolicznościach, równocześnie z przekazywaniem tych informacji do KNF oraz do GPW. Rodzaj i zakres tych informacji został określony w Ustawie o Ofercie, Ustawie o Obrocie i przepisach wykonawczych wydanych na ich podstawie, w tym w Rozporządzeniu o Raportach. Informacje te są podawane do publicznej wiadomości w formie raportów bieżących i raportów okresowych (których treść określają w szczególności przepisy Rozporządzenia o Raportach) lub raportów zawierających tzw. „informacje poufne" (tj. określone w sposób precyzyjny informacje dotyczące emitenta lub instrumentów finansowych albo nabywania lub zbywania takich instrumentów, które nie zostały przekazane do publicznej wiadomości, a które po takim przekazaniu mogłyby w istotny sposób wpłynąć na cenę tych instrumentów finansowych lub na cenę powiązanych z nimi pochodnych instrumentów finansowych). W odniesieniu do PGE obowiązek przekazywania informacji, o których mowa powyżej, do publicznej wiadomości powstanie wraz z dopuszczeniem Akcji do obrotu na GPW.

Omówienie wybranych przepisów regulujących funkcjonowanie polskiego rynku kapitałowego dotyczących m.in. nabywania i zbywania znacznych pakietów akcji, wezwań do zapisywania się na sprzedaż lub zamianę akcji oraz przymusowego wykupu i odkupu akcji zamieszczone zostało w Rozdziale XVIII Prospektu.

3. Obrót papierami wartościowymi oraz rozliczanie transakcji

Zgodnie z art. 5 Ustawy o Obrocie wszystkie Akcje będące przedmiotem ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie do obrotu na GPW zostaną zarejestrowane w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW (dematerializacja) przed rozpoczęciem Oferty. Akcje te nie będą miały formy dokumentu, przy czym prawa z Akcji Oferowanych powstaną dopiero z chwilą zapisania ich po raz pierwszy na rachunku papierów wartościowych inwestorów. Zgodnie z art. 7 Ustawy o Obrocie przeniesienie Akcji na inny podmiot w ramach obrotu wtórnego będzie następowało dopiero z chwilą dokonania odpowiedniego zapisu na rachunku papierów wartościowych. Rachunki papierów wartościowych dla inwestorów prowadzone są przez podmioty posiadające status uczestników KDPW, którymi mogą być między innymi domy maklerskie, banki oraz zagraniczne firmy inwestycyjne.

Obrót akcjami na GPW dokonywany jest między innymi za pośrednictwem firm inwestycyjnych (w tym m.in. domów maklerskich, banków prowadzących działalność maklerską oraz zagranicznych firm inwestycyjnych prowadzących działalność maklerską) posiadających status członków Giełdy. Aktualna lista członków Giełdy znajduje się na stronie internetowej GPW. Od strony technicznej obrót na GPW obsługiwany jest przez system transakcyjny WARSET. System obrotu charakteryzuje się ustalaniem kursów papierów wartościowych w oparciu o zlecenia kupujących i sprzedających. W celu ustalenia ceny danego papieru wartościowego sporządza się zestawienie zleceń zawierających dyspozycje kupna i sprzedaży. Kojarzenia tych zleceń dokonuje się według ściśle określonych zasad, zaś realizacja transakcji odbywa się w trakcie sesji giełdowych. W celu wspomagania płynności notowanych instrumentów członkowie Giełdy lub inne podmioty mogą pełnić funkcję animatora rynku, składając (na podstawie odpowiedniej umowy z GPW) zlecenia kupna lub sprzedaży danego instrumentu na własny rachunek.

Co do zasady zarząd GPW może zawiesić obrót instrumentami finansowymi na okres do trzech miesięcy: (i) na wniosek emitenta, (ii) jeżeli uzna, że wymaga tego interes i bezpieczeństwo uczestników obrotu, (iii) jeżeli emitent narusza przepisy obowiązujące na Giełdzie. Zarząd GPW zawiesza obrót instrumentami finansowymi na okres nie dłuższy niż miesiąc na żądanie KNF zgłoszone zgodnie z przepisami Ustawy o Obrocie.

Sesje giełdowe na GPW odbywają się regularnie od poniedziałku do piątku, w godzinach 8.00-16.35, o ile Zarząd GPW nie postanowi inaczej.

Notowania na sesjach giełdowych odbywają się w systemie notowań ciągłych (notowania ciągłe) oraz kursu jednolitego z jednokrotnym lub dwukrotnym określeniem kursu (notowania jednolite). Poza systemem notowań ciągłych oraz kursu jednolitego zawierane są transakcje pakietowe.

Otwarcie i zamknięcie sesji giełdowej oznajmia członek zarządu GPW lub przewodniczący sesji w zwyczajowo przyjęty sposób. Kursy otwarcia i zamknięcia w systemie notowań ciągłych są ustalane na podstawie zleceń maklerskich, których rodzaje określa Zarząd GPW. Do wyznaczania kursów otwarcia i zamknięcia stosuje się poniższe zasady w następującej kolejności:

– maksymalizacji wolumenu obrotu;

– minimalizacji różnicy między liczbą papierów wartościowych w zleceniach sprzedaży i kupna możliwych do zrealizowania po określonym kursie;

– minimalizacji różnicy między kursem określanym a kursem odniesienia.

Zgodnie z powyższymi zasadami określa się także kurs jednolity, który ustalany jest na podstawie zleceń maklerskich zawierających limit ceny oraz zleceń maklerskich nie zawierających limitu ceny.

Zarówno w systemie notowań ciągłych, jak również w kursie jednolitym obowiązują ograniczenia wahań kursów. Co do zasady limity wahań kursów wynoszą 10% w przypadku akcji i 3% w przypadku obligacji (zgodnie z odpowiednimi postanowieniami Regulaminu Giełdy limity te mogą ulec zwiększeniu do 21% w przypadku akcji i 6% w przypadku obligacji). W szczególnie uzasadnionych przypadkach ograniczenia wahań kursów mogą zostać zmienione poza wskazane powyżej limity.

Poza systemem notowań ciągłych oraz kursu jednolitego zawierane są transakcje pakietowe. Transakcja pakietowa może być, co do zasady, zawarta, jeżeli co najmniej jeden członek GPW przekaże zlecenie kupna i odpowiadające mu zlecenie sprzedaży tej samej liczby instrumentów finansowych (z wyjątkiem instrumentów pochodnych), po tej samej cenie i z tą samą datą rozliczenia. Wartość transakcji pakietowej musi równać się co najmniej:

– 250 tys. PLN w przypadku akcji wchodzących w skład warszawskiego indeksu giełdowego WIG20 (indeks 20 największych spółek giełdowych);

– 100 tys. PLN w przypadku pozostałych instrumentów finansowych (z zastrzeżeniem transakcji pakietowych dotyczących instrumentów pochodnych, których tryb i warunki określa Zarząd GPW).

Różnica pomiędzy ceną instrumentu finansowego określoną w zleceniu a ostatnim kursem tego instrumentu z sesji giełdowej nie może przekroczyć 10%. Jeżeli transakcja pakietowa jest realizowana poza godzinami sesji na GPW i spełnione są wyżej wskazane warunki odnośnie minimalnej wartości transakcji pakietowej, to różnica pomiędzy ceną instrumentu finansowego w zleceniu a kursem odniesienia równym średniej arytmetycznej kursów wszystkich transakcji z ostatniej sesji giełdowej, ważonej obrotami, nie może być wyższa niż 40%. W szczególnie uzasadnionych przypadkach zarząd GPW może zgodzić się na odstąpienie od niektórych z powyższych wymogów. Prowizje dla podmiotów prowadzących w Polsce działalność maklerską nie są ustalane przez GPW ani inne organy regulacyjne, ale zależą od skali transakcji i podmiotu realizującego transakcję.

XX. OGRANICZENIA DEWIZOWE I DOTYCZĄCE INWESTYCJI ZAGRANICZNYCH W POLSCE

Niniejsze podsumowanie opisuje istotne kwestie związane z obrotem dewizowym w świetle prawa polskiego. Niniejsze podsumowanie zostało oparte na polskich przepisach dewizowych obowiązujących na dzień Prospektu. Należy podkreślić, że z dniem 24 stycznia 2009 r. wprowadzono równouprawnienie waluty euro i innych walut obcych w zakresie obrotu krajowego. Opracowanie ma charakter ogólny oraz nie stanowi kompletnej i wyczerpującej analizy. W celu uzyskania bliższych informacji oraz potwierdzenia zakresu obowiązków wynikających z przepisów prawa dewizowego zaleca się uzyskanie porady właściwych doradców oraz oficjalnych stanowisk odpowiednich organów administracyjnych właściwych w tym zakresie, aby potwierdzić wszelkie konsekwencje i obowiązki dewizowe.

Obowiązki i ewentualne ograniczenia związane z kontrolą dewizową zależą od statusu dewizowego inwestora, tzn. czy jest rezydentem czy nierezydentem w rozumieniu przepisów dewizowych oraz czy jest rezydentem kraju, w stosunku do którego zastosowanie mogą znaleźć ograniczenia oraz tego, jaka transakcja jest dokonywana. Co do zasady, ograniczeń w zakresie obrotu dewizowego nie stosuje się do obrotu dokonywanego z udziałem banków lub innych podmiotów mających siedzibę w kraju, w zakresie działalności podlegającej nadzorom: bankowemu, ubezpieczeniowemu, emerytalnemu lub nad rynkiem kapitałowym, sprawowanym na podstawie odrębnych przepisów, prowadzonej przez te podmioty na rachunek własny lub rachunek osób trzecich, uprawnionych na podstawie ustawy lub zezwolenia dewizowego do dokonania obrotu dewizowego podlegającego tym ograniczeniom.

Zasadniczo, brak jest ograniczeń odnoszących się do nabywania i posiadania akcji w Polsce. Polscy rezydenci mają prawo posiadać waluty oraz akcje lub udziały w spółkach zagranicznych oraz inne papiery wartościowe. Pewnym ograniczeniom mogą podlegać transakcje z tzw. krajami trzecimi, czyli państwami niebędącymi Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej, a także ich terytoriami zależnymi, autonomicznymi i stowarzyszonymi oraz terytoriami zależnymi, autonomicznymi i stowarzyszonymi Państw Członkowskich Unii Europejskiej. Kraje trzecie należące do Europejskiego Obszaru Gospodarczego lub Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju traktuje się na równi z Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej. Ograniczeniom nie podlega także (na podstawie ogólnych zezwoleń dewizowych) obrót z krajami BIT czyli krajami trzecimi, z którymi wiążą Polskę umowy o wzajemnym popieraniu i ochronie inwestycji oraz krajami trzecimi, z którymi Wspólnoty Europejskie i ich Państwa Członkowskie zawarły wiążące Polskę umowy o partnerstwie i współpracy, umowy o stowarzyszeniu lub inne podobne umowy, zawierające postanowienia zobowiązujące do zapewnienia swobody przepływu kapitału w zakresie związanym z dokonywaniem inwestycji bezpośrednich, likwidacją tych inwestycji oraz transferem uzyskanych z nich przychodów. Zezwolenia dewizowego wymaga m.in. nabywanie przez rezydentów, zarówno bezpośrednio, jak i za pośrednictwem innych podmiotów udziałów i akcji w spółkach mających siedzibę w krajach trzecich, a także obejmowanie udziałów i akcji w takich spółkach.

Od 24 stycznia 2009 r. zezwolenia nie wymaga już zawieranie umów oraz dokonywanie innych czynności prawnych pomiędzy rezydentami, powodujących lub mogących powodować dokonywanie w kraju rozliczeń w walutach obcych, a także dokonywanie w kraju takich rozliczeń.

Polska jest uprawniona do wprowadzenia dodatkowych ograniczeń w sytuacjach nadzwyczajnych wskazanych w ustawie z dnia 27 lipca 2002 roku Prawo dewizowe (Dz.U. z 2002 roku, Nr 141, poz. 1178).

Jeżeli kwota przekazu lub rozliczenia przekracza równowartość 15 tys. EUR, to zarówno rezydenci, jak i nierezydenci są obowiązani dokonywać przekazów pieniężnych za granicę oraz rozliczeń w kraju związanych z obrotem dewizowym za pośrednictwem uprawnionych banków. Ponadto rezydenci i nierezydenci przekraczający granicę państwową są obowiązani zgłaszać w formie pisemnej właściwym organom przywóz do kraju oraz wywóz za granicę krajowych lub zagranicznych środków płatniczych, jeżeli ich wartość przekracza łącznie równowartość 10 tys. EUR.

Ponadto na uczestnikach obrotu mogą ciążyć obowiązki w zakresie przekazywania NBP wybranych danych w zakresie niezbędnym do sporządzania bilansu płatniczego oraz międzynarodowej pozycji inwestycyjnej. Obowiązki te dotyczą m.in. sporządzania sprawozdań w zakresie emisji i nabywania papierów wartościowych.

XXI. OPODATKOWANIE

1. Informacje na temat potrącanych u źródła podatków od dochodu uzyskiwanego z Akcji/ opodatkowania w Polsce dochodów z posiadania i obrotu Akcjami

Niniejsze podsumowanie stanowi opis istotnych skutków podatkowych związanych z nabywaniem, posiadaniem i obrotem Akcjami. Niniejsze podsumowanie zostało oparte na polskich przepisach podatkowych obowiązujących na dzień Prospektu, z uwzględnieniem treści publikowanych interpretacji prawa podatkowego wydawanych przez właściwe organy podatkowe oraz orzecznictwa sądów administracyjnych. Niniejsze podsumowanie ma wyłącznie charakter ogólny i informacyjny oraz nie stanowi pełnej i wyczerpującej analizy i nie powinno być wyłączną podstawą oceny skutków podatkowych przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. W celu uzyskania bliższych informacji zaleca się uzyskanie porady doradcy podatkowego, adwokata lub radcy prawnego, lub odpowiednich organów podatkowych aby potwierdzić wszelkie konsekwencje podatkowe związane z nabywaniem, posiadaniem i obrotem Akcjami.

2. Zasady opodatkowania dochodów z posiadania Akcji

2.1. Dochody z posiadania Akcji uzyskiwane przez krajowe osoby fizyczne podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu

Zgodnie z art. 3 ust. 1 i 1a Ustawy PDOF osoby fizyczne podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów (przychodów) bez względu na miejsce położenia źródeł przychodów (nieograniczony obowiązek podatkowy), jeżeli mają miejsce zamieszkania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, tzn. posiadają w Rzeczypospolitej Polskiej centrum interesów osobistych lub gospodarczych (ośrodek interesów życiowych) lub przebywają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej dłużej niż 183 dni w roku podatkowym. Zgodnie z art. 30a Ustawy PDOF dywidendy oraz inne dochody (przychody) faktycznie uzyskane z posiadania Akcji przez takie osoby fizyczne podlegają opodatkowaniu zryczałtowanym podatkiem według stawki 19%. Podatek ten pobiera się bez pomniejszania przychodu o koszty jego uzyskania.

Powyższych dochodów nie łączy się z innymi dochodami uzyskanymi w trakcie roku podatkowego, opodatkowanymi na zasadach ogólnych, tj. według progresywnej skali podatkowej przewidzianej w art. 27 Ustawy PDOF.

Zgodnie z art. 41 ust. 4 Ustawy PDOF podatek od dochodów opodatkowanych na podstawie art. 30a Ustawy PDOF pobierany jest przez płatnika, tzn. podmiot, który wypłaca lub stawia do dyspozycji podatnika dywidendy oraz inne dochody (przychody) faktycznie uzyskane z Akcji, stanowiące dochód opodatkowany stawką zryczałtowaną. Płatnik zobowiązany jest przesłać do właściwego urzędu skarbowego roczną deklarację w terminie do końca stycznia roku następującego po roku podatkowym. Płatnik nie ma natomiast obowiązku przesłania krajowym podatnikom imiennych informacji o wysokości dochodu (przychodu). Podatnicy nie są obowiązani do wykazania w składanym przez siebie rocznym zeznaniu podatkowym zryczałtowanego podatku pobranego przez płatnika.

2.2. Dochody z posiadania Akcji uzyskiwane przez krajowe osoby prawne

Zgodnie z art. 3 ust. 1 Ustawy PDOP osoby prawne podlegają w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów (nieograniczony obowiązek podatkowy), bez względu na miejsce ich osiągania, jeżeli mają siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Dywidendy oraz inne dochody (przychody) faktycznie uzyskane z Akcji przez osoby prawne i spółki kapitałowe w organizacji mające siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, a także jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej (z wyjątkiem spółek niemających osobowości prawnej), opodatkowane są według zasad określonych w art. 22 Ustawie PDOP. Stawka podatku wynosi 19%. W przypadku dywidend podstawą opodatkowania jest cała kwota otrzymanej dywidendy, bez możliwości jej pomniejszenia o koszty uzyskania przychodu.

Zgodnie z art. 26 ust. 1 Ustawy PDOP podatek od dywidend oraz innych dochodów (przychodów) faktycznie uzyskanych z Akcji pobierany jest przez płatnika, tzn. podmiot dokonujący wypłat należności z tego tytułu. Płatnik zobowiązany jest przesłać do właściwego urzędu skarbowego roczną deklarację w terminie do końca pierwszego miesiąca roku następującego po roku podatkowym. Płatnik obowiązany jest ponadto przesłać podatnikom informacje o wysokości pobranego podatku, w terminie do siódmego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym podatek został pobrany.

Dochody (przychody) z dywidend oraz inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych mogą być także zwolnione z podatku dochodowego na zasadach określonych poniżej, w przypadku akcjonariuszy będących osobami prawnymi, którzy posiadają większe pakiety Akcji.

3. Dochody z posiadania Akcji uzyskiwane przez osoby zagraniczne (osoby fizyczne i osoby prawne) nie podlegające w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu

Dywidendy oraz inne dochody faktycznie uzyskane z Akcji przez podmioty niemające siedziby lub zarządu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej oraz przez osoby fizyczne niemające miejsca zamieszkania w Polsce, opodatkowane będą według takich samych zasad jak dochody osób krajowych. Należy zaznaczyć, że zagraniczne spółki niemające osobowości prawnej podlegają opodatkowaniu na zasadach przewidzianych

dla osób prawnych, jeżeli zgodnie z przepisami prawa podatkowego państwa ich siedziby lub zarządu traktowane są jak osoby prawne i podlegają w tym państwie opodatkowaniu od całości swoich dochodów bez względu na miejsce ich osiągania (art. 1 ust. 3 Ustawy PDOP).

Jednakże, obok polskich przepisów wewnętrznych, w stosunku do dochodów wspomnianych powyżej osób zagranicznych mogą znaleźć zastosowanie postanowienia właściwych umów o unikaniu podwójnego opodatkowania, których stroną jest Rzeczpospolita Polska. Należy zaznaczyć, że zastosowanie stawki podatku, wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo zwolnienie z podatku zgodnie z taką umową jest możliwe pod warunkiem udokumentowania miejsca zamieszkania, siedziby lub zarządu podatnika dla celów podatkowych poprzez uzyskanie od niego certyfikatu rezydencji wydanego przez właściwy organ zagraniczny (art. 30a ust. 2 Ustawy PDOF oraz art. 26 ust. 1 Ustawy PDOP). Właściwy certyfikat rezydencji powinien zostać przedstawiony płatnikowi podatku dochodowego.

W terminie do końca lutego roku następującego po roku podatkowym płatnicy są zobowiązani przesłać zagranicznym osobom fizycznym imienną informację o wysokości przychodu (dochodu). W stosunku do zagranicznych osób prawnych informację o dokonanych wypłatach i pobranym podatku przesyła się w terminie do końca trzeciego miesiąca roku następującego po roku podatkowym, w którym dokonano wypłat. Osoby zagraniczne mogą dodatkowo indywidualnie żądać przesłania im stosownej informacji podatkowej w terminie 14 dni od wystąpienia ze stosownym wnioskiem.

4. Zwolnienie z podatku dochodowego dochodów z posiadanych Akcji uzyskanych przez krajowe i zagraniczne osoby prawne

Zgodnie z art. 22 ust. 4 Ustawy PDOP zwolnione od podatku są dywidendy oraz inne dochody (przychody) faktycznie uzyskane z Akcji przez spółkę podlegającą opodatkowaniu od całości swoich dochodów (bez względu na miejsce ich osiągania) w Rzeczypospolitej Polskiej lub w innym niż Rzeczpospolita Polska Państwie Członkowskim Unii Europejskiej lub w innym państwie należącym do Europejskiego Obszaru Gospodarczego, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:

- spółka uzyskująca dochody posiada bezpośrednio nie mniej niż 10% wszystkich Akcji w kapitale spółki wypłacającej dywidendę lub inne przychody z tytułu udziału w zyskach osób prawnych;
- spółka uzyskująca dochody posiada Akcje w ilości określonej w tiret (1) powyżej nieprzerwanie przez okres dwóch lat. Należy podkreślić, że zwolnienie ma również zastosowanie w przypadku, gdy wymagany okres dwóch lat upływa po dniu uzyskania dochodu. W wypadku jednak niedotrzymania powyższego warunku, spółka korzystająca ze zwolnienia będzie obowiązana do zapłaty podatku do 20 dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym utraciła prawo do zwolnienia wraz z odsetkami za zwłokę; oraz
- miejsce siedziby spółki uzyskującej dochody zostanie udokumentowane dla celów podatkowych certyfikatem rezydencji wydanym przez właściwy organ zagranicznej administracji podatkowej (art. 26 ust. 1c pkt 1 Ustawy PDOP).

Przy założeniu spełnienia powyższych warunków, zwolnienie z podatku stosuje się również w sytuacji, gdy odbiorcą dywidend jest zagraniczny zakład (w rozumieniu art. 4a pkt 11 Ustawy PDOP) spółki podlegającej opodatkowaniu od całości swoich dochodów (bez względu na miejsce ich osiągania) w Rzeczypospolitej Polskiej lub w innym niż Rzeczpospolita Polska Państwie Członkowskim lub w innym państwie należącym do EOG. Istnienie zagranicznego zakładu powinno jednak zostać udokumentowane przez spółkę korzystającą ze zwolnienia zaświadczeniem wydanym przez właściwy organ administracji podatkowej państwa jej siedziby lub zarządu albo przez właściwy organ podatkowy państwa, w którym zakład jest położony (art. 26 ust. 1c pkt 2 Ustawy PDOP). Dodatkowo należy wskazać, że powyższe zwolnienie może mieć również zastosowanie, w odniesieniu do dochodów (przychodów) wypłacanych na rzecz odbiorcy (spółki) podlegającego w Konfederacji Szwajcarskiej opodatkowaniu podatkiem dochodowym od całości dochodów, bez względu na miejsce ich osiągania, przy czym określony bezpośredni udział procentowy w kapitale spółki wypłacającej dywidendę został ustalony w wysokości nie mniejszej niż 25%. Również w tym wypadku niezbędne jest udokumentowanie rezydencji podatkowej odpowiednim certyfikatem wydanym przez właściwy organ zagranicznej administracji podatkowej (art. 26 ust. 4c pkt 2 i ust. 6 Ustawy PDOP).

5. Dochody z obrotu Akcjami – zasady opodatkowania

5.1. Dochody z obrotu Akcjami uzyskiwane przez krajowe osoby fizyczne

Art. 30b Ustawy PDOF przewiduje możliwość zastosowania do dochodów z odpłatnego zbycia papierów wartościowych zryczałtowanej stawki podatku w wysokości 19% uzyskanego dochodu. Przepis art. 30b Ustawy PDOF nie ma jednak zastosowania, jeżeli zbycie Akcji przez osobę fizyczną następuje w ramach prowadzonej przez tę osobę fizyczną działalności gospodarczej.

W odniesieniu do osób fizycznych dochód z odpłatnego zbycia Akcji ustalany jest jako różnica pomiędzy sumą przychodów z tego tytułu (tj. sumą wartości Akcji wynikającą z ceny zbycia, pomniejszoną o koszty odpłatnego zbycia) a kosztami uzyskania przychodów, rozumianymi jako wydatki na nabycie Akcji, osiągnięta w roku podatkowym (przy czym należy podkreślić, że za przychód z tytułu odpłatnego zbycia Akcji uważa się przychód należny, nawet jeżeli nie został on faktycznie otrzymany, co wpływa na moment powstania dochodu). Należy jednak zwrócić uwagę, że jeżeli wartość wyrażona w cenie określonej w umowie odpłatnego zbycia, będzie, bez uzasadnionej przyczyny, znacznie odbiegała od wartości rynkowej Akcji, organ podatkowy może ją zakwestionować. Zgodnie z art. 30b ust. 7 Ustawy PDOF, jeżeli nie jest możliwa identyfikacja zbywanych papierów wartościowych, to należy przyjąć, że kolejno są to odpowiednio papiery wartościowe, począwszy od nabytych najwcześniej, przy czym zasadę tę stosuje się odrębnie dla każdego rachunku papierów wartościowych, na którym ulokowane są Akcje.

Po zakończeniu roku podatkowego podatnicy obowiązani są wykazać w odrębnym zeznaniu podatkowym uzyskane w danym roku dochody z tytułu odpłatnego zbycia Akcji i obliczyć należny podatek dochodowy. Powyższe zeznanie należy złożyć w terminie do dnia 30 kwietnia roku następnego po danym roku podatkowym (w tym samym terminie należy również wpłacić obliczony podatek).

Co do zasady, podstawą sporządzenia zeznania rocznego powinny być informacje przekazywane podatnikom przez płatnika w trybie art. 39 ust. 3 Ustawy PDOF. W odniesieniu do dochodów z odpłatnego zbycia Akcji brak jest natomiast obowiązku poboru podatku przez płatnika oraz obowiązku odprowadzania zaliczek na podatek w trakcie roku podatkowego.

Należy ponadto zaznaczyć, że zgodnie z art. 9 ust. 6 Ustawy PDOF o wysokość straty poniesionej w roku podatkowym z tytułu odpłatnego zbycia papierów wartościowych można obniżyć dochód uzyskany z tego źródła (źródło to obejmuje, w szczególności, przychody z odpłatnego zbycia Akcji oraz innych papierów wartościowych) w najbliższych kolejno po sobie następujących pięciu latach podatkowych, z tym że wysokość obniżenia w którymkolwiek z tych lat nie może przekroczyć 50% kwoty tej straty.

5.2. Dochody z obrotu Akcjami uzyskiwane przez krajowe osoby prawne

Dochody z odpłatnego zbycia Akcji uzyskiwane przez mające siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej osoby prawne i spółki kapitałowe w organizacji, a także inne jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej (z wyjątkiem spółek cywilnych, jawnych, partnerskich, komandytowych, komandytowo-akcyjnych), podlegają ogólnym zasadom opodatkowania wynikającym z Ustawy PDOP, tj. są opodatkowane według podstawowej stawki podatkowej w wysokości 19%, łącznie z innymi dochodami uzyskanymi w trakcie roku podatkowego, na podstawie art. 19 ust. 1 Ustawy PDOP.

W odniesieniu do osób prawnych przychód z odpłatnego zbycia Akcji ustalany jest jako wartość Akcji wynikająca z ceny zbycia. Należy jednak zwrócić uwagę, że jeżeli wartość wyrażona w cenie określonej w umowie odpłatnego zbycia bez uzasadnionej przyczyny znacząco odbiega od wartości rynkowej Akcji, organ podatkowy może ją zakwestionować. Przy odpłatnym zbyciu Akcji wydatki na ich nabycie są kosztem uzyskania przychodu z tego zbycia, zmniejszającym podstawę opodatkowania.

5.3. Dochody z obrotu Akcjami uzyskiwane przez osoby zagraniczne

Zagraniczni posiadacze Akcji (tzn. takie podmioty, które nie mają siedziby lub zarządu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, oraz osoby fizyczne niemające miejsca zamieszkania w Polsce) podlegają opodatkowaniu w Polsce z tytułu odpłatnego zbycia Akcji jedynie w stosunku do dochodów (przychodów) uzyskanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Przychód ze sprzedaży Akcji na GPW jest uważany za uzyskany na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Dochody osób zagranicznych są opodatkowane według takich samych zasad jak dochody osób krajowych. Należy jednak zaznaczyć, że zagraniczne spółki niemające osobowości prawnej podlegają opodatkowaniu na zasadach przewidzianych dla osób prawnych, jeżeli zgodnie z przepisami prawa podatkowego państwa ich siedziby lub zarządu traktowane są jak osoby prawne i podlegają w tym państwie opodatkowaniu od całości swoich dochodów bez względu na miejsce ich osiągania (art. 1 ust. 3 Ustawy PDOP).

Jednakże, oprócz polskich przepisów wewnętrznych, zasady opodatkowania osób zagranicznych wynikają z odpowiednich umów w sprawie unikania podwójnego opodatkowania, których stroną jest Rzeczpospolita Polska, a także z odpowiednich przepisów zagranicznych. Zazwyczaj umowy w sprawie unikania podwójnego opodatkowania stanowią, iż zyski ze sprzedaży papierów wartościowych mogą być opodatkowane tylko w państwie, w którym sprzedawca ma miejsce zamieszkania, siedzibę lub zarząd. Nie dotyczy to jednak przypadków, gdy osoba zagraniczna posiada w Polsce zakład (*permanent establishment*) w rozumieniu właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania, a dochody z odpłatnego zbycia Akcji mogłyby zostać przypisane temu zakładowi. Wówczas bowiem dochody te będą opodatkowane w Polsce, tak jak dochody osób krajowych. Należy ponadto zaznaczyć, że zastosowanie stawki podatku wynikającej z właściwej umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania albo niezapłacenie podatku zgodnie z taką umową zostało wyraźnie uzależnione od udokumentowania rezydencji podatkowej podatnika poprzez przedstawienie płatnikowi odpowiedniego certyfikatu rezydencji wydanego przez właściwy organ zagranicznej administracji podatkowej (art. 30b ust. 3 Ustawy PDOF).

6. Podatek od czynności cywilnoprawnych

Podatek od czynności cywilnoprawnych pobierany jest m.in. od umów sprzedaży lub zamiany praw majątkowych (w tym papierów wartościowych), jeżeli prawa te są wykonywane na terytorium Polski.

Stawka podatku od sprzedaży Akcji wynosi 1% wartości rynkowej Akcji. Właściwa kwota podatku powinna zostać zapłacona w terminie 14 dni od dnia powstania obowiązku podatkowego, tj. od dnia dokonania czynności. Obowiązek zapłaty podatku od czynności cywilnoprawnych przy umowie sprzedaży obciąża nabywcę. W przypadku umowy zamiany Akcji obydwie strony transakcji są solidarnie odpowiedzialne za jego uiszczenie.

Zwolnione z podatku od czynności cywilnoprawnych są między innymi umowy sprzedaży maklerskich instrumentów finansowych (między innymi Akcji) firmom inwestycyjnym (między innymi domom maklerskim lub bankom prowadzącym działalność maklerską), bądź za ich pośrednictwem, oraz sprzedaż tych instrumentów dokonywana w ramach obrotu zorganizowanego – w rozumieniu przepisów Ustawy o Obrocie.

7. Podatek od spadków i darowizn

Opodatkowaniu podatkiem od spadków i darowizn podlegają w Polsce tylko osoby fizyczne. Co do zasady, podatkowi temu podlega nabycie Akcji w drodze spadku lub darowizny, przy czym kwota podatku zależy od stopnia pokrewieństwa lub powinowactwa, lub też innego stosunku pomiędzy darczyńcą/spadkodawcą a obdarowanym/spadkobiercą. Stawki podatku mają charakter progresywny i wynoszą od 3% do 20% podstawy opodatkowania, w zależności od grupy podatkowej, do jakiej zaliczony został nabywca. Dla każdej grupy istnieją także kwoty wolne od podatku. Podatek płatny jest w terminie 14 dni od dnia otrzymania decyzji naczelnika urzędu skarbowego ustalającej wysokość zobowiązania podatkowego. Nabycie własności Akcji przez osoby najbliższe (małżonka, zstępnych, wstępnych, pasierba, rodzeństwo, ojczyma i macochę) jest zwolnione od podatku, pod warunkiem dokonania w określonym terminie stosownego zgłoszenia właściwemu naczelnikowi urzędu skarbowego. Powyższe zwolnienie stosuje się, jeżeli w chwili nabycia nabywca posiadał obywatelstwo polskie lub obywatelstwo jednego z Państw Członkowskich lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – stron umowy o EOG lub miał miejsce zamieszkania na terytorium Polski lub na terytorium takiego państwa.

8. Odpowiedzialność za potrącanie podatków u źródła przez Emitenta

Zgodnie z art. 30 Ordynacji Podatkowej płatnik, który nie wykonał ciążących na nim obowiązków obliczenia, pobrania i wpłacenia podatku organowi skarbowemu, odpowiada całym swoim majątkiem za podatek niepobrany lub podatek pobrany a niewpłacony. Powyższej regulacji nie stosuje się jednak, jeżeli odrębne przepisy stanowią inaczej, albo jeżeli podatek nie został pobrany z winy podatnika. W takim przypadku organ podatkowy wydaje decyzję o odpowiedzialności podatnika.

XXII. WARUNKI OFERTY I ZASADY DYSTRYBUCJI

1. Oferta

Na postawie Prospektu w ramach Oferty oferowanych przez Spółkę jest łącznie do 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda („**Akcje Oferowane**").

W ramach Oferty mogą zostać podjęte działania mające na celu przekazanie informacji o Ofercie Kwalifikowanym Nabywcom Instytucjonalnym w Stanach Zjednoczonych Ameryki zgodnie z Przepisem 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz innym Inwestorom Instytucjonalnym poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Rzeczypospolitej Polskiej) zgodnie z Regulacją S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. W celu prowadzenia ograniczonych działań promocyjnych w ramach Oferty Międzynarodowej, zgodnie z właściwymi przepisami prawa jurysdykcji, w których takie działania będą prowadzone, został sporządzony międzynarodowy dokument marketingowy w języku angielskim (tzw. *International Offering Circular*), który nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez KNF ani inny organ nadzoru. Prospekt nie będzie przedmiotem zatwierdzenia przez organ nadzoru inny niż KNF, ani notyfikacji do organu nadzoru w żadnym innym państwie niż Rzeczpospolita Polska.

Ostateczna liczba Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej zostanie ustalona po zakończeniu procesu budowania księgi popytu na potrzeby Oferty Instytucjonalnej. Przewiduje się, że 10% Akcji Oferowanych zostanie zaoferowanych Inwestorom Indywidualnym. Pozostałe Akcje Oferowane zostaną zaoferowane Inwestorom Instytucjonalnym. Do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych, które zostaną zaoferowane odpowiednio Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym, przy czym Inwestorom Indywidualnym może zostać ostatecznie zaoferowane 10% Akcji Oferowanych lub mniej lub więcej niż 10% Akcji Oferowanych. Informacja na temat ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej wraz z informacją o liczbie Akcji Oferowanych, które będą oferowane odpowiednio Inwestorom Indywidualnym oraz Inwestorom Instytucjonalnym zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie najpóźniej w dniu zakończenia procesu budowy księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Inwestorom, którzy złożą swoje zapisy przed przekazaniem do publicznej wiadomości powyższych informacji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3) Ustawy o Ofercie. Wykaz subskrybentów ze wskazaniem liczby akcji przyznanych każdemu z nich zostanie udostępniony zgodnie z art. 439 § 2 KSH. Ponadto w zakresie w jakim będzie to wymagane przepisami prawa informacja na temat wyników subskrypcji i przydziału zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego.

W przypadku niedojścia emisji Akcji Oferowanych do skutku po wprowadzeniu PDA do obrotu giełdowego inwestor posiadający PDA na rachunku papierów wartościowych otrzyma zwrot środków pieniężnych (bez odsetek) w kwocie odpowiadającej iloczynowi liczby PDA i Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych. Emitent poinformuje o terminie uprawomocnienia się postanowienia właściwego sądu o odmowie zarejestrowania podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych oraz o terminie zwrotu środków pieniężnych w formie Raportu Bieżącego. Spółka dokona zwrotu inwestorom Ceny Emisyjnej ze środków własnych Spółki. Zwrot Ceny Emisyjnej inwestorom, którzy nabędą PDA na rynku może skutkować poniesieniem straty przez tych inwestorów w sytuacji, gdy cena którą zapłacili na rynku za PDA, będzie wyższa od Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych. Ponadto, zgodnie z Uchwałą Emisyjną, w przypadku konieczności zwrotu wniesionych wkładów na Akcje Oferowane w trybie art. 431 § 5 KSH, Zarząd upoważniony będzie do zwrotu najwyższej z ustalonych Cen Emisyjnych. W takim wypadku, w wyniku zwrotu inwestorom Ceny Emisyjnej inwestorzy mogą osiągnąć dochód w kwocie stanowiącej nadwyżkę ceny zwróconej przez Spółkę ponad kwotę faktycznie wpłaconą na Akcje Oferowane lub zapłaconą przez inwestora za PDA, jeżeli nastąpi obrót PDA. Dochód taki będzie podlegać opodatkowaniu podatkiem dochodowym. Wydaje się, że w przypadku inwestorów będących osobami fizycznymi dochód ten będzie podlegał opodatkowaniu na zasadach ogólnych, tj. będzie podlegał łączeniu z przychodami z innych źródeł i opodatkowaniu według stawki podatku dochodowego od osób fizycznych określonej na podstawie skali stawek tego podatku. Podatek powinien zostać obliczony i zapłacony przez inwestorów – osoby fizyczne na rachunek właściwego urzędu skarbowego w terminie do 30 kwietnia następnego roku podatkowego. Powyższa kwalifikacja prawnopodatkowa nie jest jednak jednoznaczna w świetle obowiązujących przepisów prawa podatkowego , stąd inwestorzy powinni w zakresie rozliczenia takiego dochodu każdorazowo uzyskać poradę doradcy podatkowego, adwokata lub radcy prawnego, lub odpowiednich organów podatkowych, aby potwierdzić wszelkie konsekwencje podatkowe związane z tym rozliczeniem. W przypadku inwestorów niepodlegających w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu, właściwe umowy o unikaniu podwójnego opodatkowania mogą stanowić inaczej. W przypadku uznania dochodu z rozliczenia za dochód opodatkowany na zasadach ogólnych, powstanie obowiązek sporządzenia informacji podatkowej PIT-8C o wysokości przychodów inwestora i przekazania tej informacji w terminie do końca lutego następnego roku podatkowego inwestorowi oraz urzędowi skarbowemu, właściwemu według miejsca zamieszkania podatnika, a w przypadku podatników niepodlegających w Polsce nieograniczonemu obowiązkowi podatkowemu urzędowi skarbowemu właściwemu w sprawach opodatkowania osób zagranicznych. W przypadku inwestorów będących podatnikami podatku dochodowego od osób prawnych ten dochód będzie podlegał opodatkowaniu na zasadach ogólnych, tj. będzie podlegał łączeniu z przychodami z innych źródeł i opodatkowaniu według 19% stawki podatku dochodowego od osób prawnych.

Informacje na temat Oferty zawarte w nocie 35.1 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 30 czerwca 2009 roku zgodnego z MSSF są nieprecyzyjne, a w szczególności błędnie wskazują na możliwość przeprowadzenia ofert prywatnych Akcji Oferowanych poza granicami Polski. ZGODNIE Z WARUNKAMI OFERTY ANI W POLSCE ANI POZA GRANICAMI POLSKI OFERTY PRYWATNE NIE BĘDĄ REALIZOWANE. W zakresie warunków Oferty inwestorzy powinni opierać się wyłącznie na informacjach zawartych w Rozdziale I oraz Rozdziale XXII Prospektu.

2. Umowa Subemisyjna

Naszym zamiarem jest zawarcie umowy subemisyjnej („**Umowa Subemisyjna**") z Menedżerami Oferty, to jest Goldman Sachs International (adres: Peterborough Court, 133 Fleet Street, Londyn, EC4A 2BB) oraz z UniCredit CAIB Poland S.A. (adres: ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa), a także z UniCredit Bank Austria AG (adres: Schottengasse 6-8, 1010 Wiedeń), przy czym przewiduje się, że UniCredit CAIB Poland S.A. będzie działać wyłącznie w charakterze Oferującego, a pozostałe podmioty jako subemitenci („**Subemitenci**"). Stroną Umowy Subemisyjnej będzie również UniCredit CAIB Securities UK Ltd, (adres: Moor House, 120 London Wall, London EC2Y 5ET, Wielka Brytania), który wraz z Goldman Sachs International pełni funkcję Współkoordynatora Oferty. Planujemy zawarcie Umowy Subemisyjnej po zakończeniu budowania księgi popytu, ale nie później niż przed rozpoczęciem subskrypcji Akcji Oferowanych przez Inwestorów Instytucjonalnych. Projekt Umowy Subemisyjnej został załączony do umowy o usługi finansowe związane z pierwszą ofertą publiczną zawartej w dniu 7 lutego 2008 roku pomiędzy nami a Menedżerami Oferty („**Umowa o Usługi Finansowe**"). Projekt Umowy Subemisyjnej może być zmieniony w zakresie i na zasadach określonych w Umowie o Usługi Finansowe za porozumieniem stron tej umowy.

Zgodnie z Umową o Usługi Finansowe Oferta Instytucjonalna zostanie przeprowadzona wyłącznie, jeżeli Spółka oraz Menedżerowie Oferty podpiszą Umowę Subemisyjną lub umowę plasowania emisji (placement agreement). Zgodnie z projektem Umowy Subemisyjnej, z zastrzeżeniem warunków określonych w tej umowie, każdy z Subemitentów indywidualnie (ale nie solidarnie) zobowiąże się pozyskać subskrybentów, którzy złożą zapisy na Akcje Oferowane w ramach Oferty Instytucjonalnej, a w razie gdyby to nie nastąpiło, samemu złożyć zapis na takie akcje w ustalonej liczbie, po Cenie Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych. Zobowiązaniem Subemitentów zostaną objęte jedynie Akcje Oferowane w ramach Oferty Instytucjonalnej. W przypadku niezawarcia Umowy Subemisyjnej Spółka podejmie decyzję dotyczącą sposobu i terminu przeprowadzenia Oferty.

Spółka zobowiąże się zapłacić wynagrodzenie, na które składać się będą prowizje za oferowanie, za subemisję oraz za zarządzanie w wysokości 0,4% łącznych wpływów brutto z Oferty Globalnej. Przy założeniu uzyskania wpływów z emisji Akcji Oferowanych w ramach Oferty na poziomie około 5,0 mld PLN brutto, szacunkowa wielkość wynagrodzenia wyniesie 20,3 mln PLN. Umowa Subemisyjna będzie przewidywać, że zobowiązania Subemitentów będą zależne od spełnienia pewnych warunków, a w pewnych sytuacjach Subemitenci będą również uprawnieni do rozwiązania Umowy Subemisyjnej. Zgodnie z Umową Subemisyjną Spółka zobowiąże się do zwolnienia Subemitentów oraz innych określonych osób z odpowiedzialności i obowiązku świadczenia w związku z określonymi zobowiązaniami (tzw. klauzula indemnifikacyjna).

W zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, informacja o zawarciu Umowy Subemisyjnej zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego. W przypadku, gdy w ocenie Spółki zmiana warunków Umowy Subemisyjnej lub terminu jej zawarcia mogłaby w sposób znaczący wpłynąć na ocenę Oferty Globalnej, informacja ta zostanie udostępniona do publicznej wiadomości w formie aneksu do Prospektu, zgodnie z postanowieniami art. 51 Ustawy o Ofercie, o ile wymagać tego będą przepisy prawa.

3. Działania stabilizacyjne

W związku z Ofertą nie przewiduje się podejmowania działań w celu stabilizacji kursu Akcji lub PDA.

4. Przewidywany harmonogram Oferty

13 października 2009 roku – 27 października 2009 roku, g. 12.00 czasu warszawskiego	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Indywidualnych
13 października 2009 roku – 27 października 2009 roku, g. 14.00 czasu warszawskiego	Budowanie księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych
27 października 2009 roku	Ustalenie Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych oraz ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, podpisanie Umowy Subemisyjnej
28 października 2009 roku – 30 października 2009 roku	Przyjmowanie zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych
najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Ewentualne zapisy składane w wykonaniu Umowy Subemisyjnej
najpóźniej w dniu 2 listopada 2009 roku	Przydział Akcji Oferowanych w Ofercie Globalnej
najpóźniej w dniu 6 listopada 2009 roku	Dzień zamknięcia

Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, zastrzega sobie prawo do zmiany powyższego harmonogramu Oferty, w tym terminów przyjmowania zapisów. Informacja o zmianie terminów zostanie przekazana w formie aneksu do Prospektu w trybie przewidzianym w art. 51 Ustawy o Ofercie.

5. Cena Maksymalna

Cena Emisyjna Akcji Oferowanych, które zostaną przydzielone Inwestorom Indywidualnym nie będzie wyższa niż Cena Maksymalna wynosząca 23,00 złotych.

W odniesieniu do Akcji Oferowanych, które mają zostać objęte przez Inwestorów Instytucjonalnych cena maksymalna nie zostanie ustalona. Oznacza to, że Cena Emisyjna Akcji Oferowanych dla Inwestorów Instytucjonalnych może być wyższa od Ceny Emisyjnej Akcji Oferowanych dla Inwestorów Indywidualnych. Dla potrzeb budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych-ustalono orientacyjny przedział cenowy od 17,5 złotych do 23,00 złotych.

6. Ustalenie Ceny Emisyjnej

Cena Emisyjna dla Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych zostanie ustalona przez Spółkę, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, po zakończeniu procesu budowania księgi popytu wśród Inwestorów Instytucjonalnych. Informacja na temat Ceny Emisyjnej zostanie przekazana przez Spółkę do publicznej wiadomości w trybie określonym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie.

Cena Emisyjna zostanie ustalona przy uwzględnieniu następujących czynników: (i) wielkości i oceny wrażliwości cenowej popytu określonego w procesie budowania księgi popytu na potrzeby Oferty Instytucjonalnej; (ii) bieżącej i prognozowanej sytuacji na rynku kapitałowym w Polsce i na zagranicznych rynkach kapitałowych; oraz (iii) oceny perspektyw rozwoju i czynników ryzyka oraz innych informacji dotyczących działalności Spółki zawartych w Prospekcie.

Zwraca się uwagę, że o ile powyższe czynniki to uzasadnią, Cena Emisyjna dla Inwestorów Instytucjonalnych może zostać ustalona na poziomie wyższym od Ceny Maksymalnej. Tylko w takim przypadku Cena Emisyjna Akcji dla Inwestorów Instytucjonalnych będzie różna od Ceny Emisyjnej Akcji Oferowanych dla Inwestorów Indywidualnych.

Cena Emisyjna Akcji Oferowanych w Ofercie Instytucjonalnej będzie równa Cenie Emisyjnej Akcji Oferowanych w Ofercie Międzynarodowej.

W momencie składania zapisów inwestor nie ponosi dodatkowych kosztów ani podatków, z wyjątkiem ewentualnych kosztów związanych z otwarciem i prowadzeniem rachunku papierów wartościowych, o ile inwestor nie posiadał takiego rachunku wcześniej oraz kosztów prowizji maklerskiej, zgodnie z postanowieniami właściwych umów i regulaminów podmiotu przyjmującego zapis. Więcej informacji na temat opodatkowania znajduje się w Rozdziale XXI Prospektu.

Dotychczasowym akcjonariuszom Spółki nie przysługuje prawo pierwszeństwa nabycia Akcji Oferowanych. Zgodnie z uchwałą Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki z dnia 3 września 2009 roku w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego w drodze emisji Akcji Oferowanych Główny Akcjonariusz został pozbawiony prawa poboru w odniesieniu do Akcji Oferowanych. Więcej informacji na ten temat znajduje się w punkcie 1.2. w Rozdziale XVIII Prospektu.

7. Ostateczna liczba Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej

Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej, z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych, przy uwzględnieniu następujących czynników: (i) wielkości oraz wrażliwości popytu ze strony inwestorów, w szczególności ze strony krajowych i zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych uczestniczących w procesie budowania księgi popytu; (ii) przewidywanego popytu i podaży ze strony różnych grup inwestorów w okresie pierwszych 30 dni po rozpoczęciu notowań PDA lub Akcji na GPW; (iii) bieżącej i prognozowanej sytuacji na rynku kapitałowym w Polsce i na międzynarodowych rynkach kapitałowych. Zwraca się uwagę inwestorów, że emisja Akcji Oferowanych może nie dojść do skutku, jeśli po podjęciu przez Zarząd uchwały o ustaleniu ostatecznej liczby Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej inwestorzy nie obejmą akcji w liczbie określonej w uchwale Zarządu. W celu ograniczenia wyżej opisanego ryzyka Emitent planuje zawarcie umowy subemisyjnej (porównaj punkt 2. powyżej).

Informacja o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej, z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, zostanie podana do publicznej wiadomości wraz z informacją o Cenie Emisyjnej dla Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych w trybie przewidzianym w art. 54 ust. 3 Ustawy o Ofercie. Inwestorom, którzy złożą zapisy na Akcje Oferowane przed przekazaniem do publicznej wiadomości powyższej informacji, przysługiwać będzie uprawnienie do uchylenia się od skutków prawnych złożonego zapisu, w terminie dwóch dni roboczych od dnia przekazania do publicznej wiadomości takiej informacji, stosownie do art. 54 ust. 1 pkt 3) Ustawy o Ofercie.

8. Zasady składania zapisów

Przydział Akcji Nowej Emisji Inwestorom Indywidualnym zostanie dokonany za pośrednictwem GPW. W związku z powyższym Inwestor Indywidualny zainteresowany objęciem Akcji Oferowanych musi posiadać rachunek papierów wartościowych w firmie inwestycyjnej, w której składa zapis. W przypadku, gdy rachunek prowadzony jest u depozytariusza, zlecenie powinno zostać złożone zgodnie z zasadami składania zleceń przez klientów banku depozytariusza. Osoby chcące nabyć Akcje Nowej Emisji oferowane Inwestorom Indywidualnym, a nieposiadające rachunku papierów wartościowych, powinny otworzyć taki rachunek przed złożeniem zapisu.

Zapisy składane przez Inwestorów Indywidualnych przyjmowane będą w POK-ach firm inwestycyjnych, których lista będzie dostępna na stronie internetowej Emitenta www.pgesa.pl.

Na podstawie przyjętych zapisów firmy inwestycyjne złożą na GPW zlecenia kupna Akcji Nowej Emisji. Za prawidłowe przekazanie zleceń na GPW odpowiedzialność ponoszą firmy inwestycyjne przyjmujące zapisy.

W celu uzyskania informacji na temat szczegółowych zasad składania zapisów, w szczególności na temat: (i) dokumentów wymaganych przy składaniu zapisów przez przedstawicieli ustawowych, pełnomocników lub inne osoby działające w imieniu inwestorów, oraz (ii) możliwości składania zapisów i dyspozycji deponowania w innej formie niż pisemna, inwestorzy powinni skontaktować się z POK-iem firmy inwestycyjnej przyjmującej zapisy na Akcje Oferowane od Inwestorów Indywidualnych, w którym zamierzają złożyć zapis.

Po zakończeniu procesu budowania księgi popytu Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, dokona uznaniowego wyboru Inwestorów Instytucjonalnych, którzy będą uprawnieni do złożenia zapisów na Akcje Oferowane w liczbie, która będzie wskazana w zaproszeniu do złożenia zapisu. Zapisy składane przez Inwestorów Instytucjonalnych, którzy zostali zaproszeni przez Menedżerów Oferty do składania zapisów na Akcje Oferowane, będą przyjmowane w siedzibie Oferującego, UniCredit CAIB Poland SA, ul. E. Plater 53, Warszawa. W celu uzyskania informacji na temat szczegółowych zasad składania zapisów, w szczególności na temat: (i) dokumentów wymaganych przy składaniu zapisu przez przedstawicieli ustawowych, pełnomocników lub inne osoby działające w imieniu inwestorów, oraz (ii) możliwości składania zapisów i dyspozycji deponowania w innej formie niż pisemna, Inwestorzy Instytucjonalni powinni skontaktować się z Menedżerami Oferty.

Każdy z Inwestorów Instytucjonalnych oraz Inwestorów Indywidualnych może złożyć zapis na nie mniej niż jedną i, w przypadku Inwestorów Instytucjonalnych, nie więcej niż taką liczbę Akcji Oferowanych, która będzie wskazana w zaproszeniu do złożenia zapisu, a w przypadku Inwestorów Indywidualnych, nie więcej niż 25.951.350 Akcji Oferowanych. Zapisy opiewające łącznie na większą liczbę Akcji Oferowanych niż wskazana powyżej będą traktowane jak zapisy na maksymalną liczbę Akcji Oferowanych, na które mogą złożyć zapisy inwestorzy.

Dopuszcza się składanie przez inwestorów zapisów wielokrotnych na Akcje Oferowane.

Zapisy na Akcje Oferowane będą składane na formularzach zapisu dostępnych w firmach inwestycyjnych przyjmujących zapisy na Akcje Oferowane, przy czym zapisy składane przez Inwestorów Instytucjonalnych i Inwestorów Indywidualnych będą zawierały elementy określone w art. 437 § 2 KSH oraz oświadczenie inwestora o zapoznaniu się z niniejszym Prospektem i akceptacją zasad przydziału Akcji Oferowanych.

9. Zasady płatności za Akcje Oferowane

Inwestorzy Indywidualni składający zapisy na Akcje Oferowane powinni je opłacić w momencie składania zapisu w kwocie stanowiącej iloczyn liczby Akcji Oferowanych, na jaką inwestor składa zapis, oraz Ceny Maksymalnej. Zapis Inwestora Indywidualnego w przypadku dokonania wpłaty niepełnej jest nieważny.

Inwestorzy Instytucjonalni winni opłacić składany zapis najpóźniej do końca terminu przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych. W przypadku dokonania wpłaty niepełnej zapis będzie uznany za złożony na liczbę Akcji Oferowanych, która została w pełni opłacona, w kwocie stanowiącej iloczyn liczby Akcji Oferowanych i Ceny Emisyjnej dla Inwestorów Instytucjonalnych.

Zapisy powinny zostać opłacone przelewem na rachunek wskazany przez firmę inwestycyjną przyjmującą zapis na Akcje Oferowane lub w inny sposób zgodny z regulaminem danej firmy przyjmującej zapis.

Umowy zawarte przez inwestorów z firmami inwestycyjnymi dotyczące prowadzenia rachunków inwestycyjnych mogą przewidywać, że inwestorzy będą zobowiązani do zapłacenia firmie inwestycyjnej prowizji maklerskiej związanej z dokonaniem przydziału Akcji Oferowanych za pośrednictwem GPW.

10. Przydział Akcji Oferowanych

Przydział Akcji Oferowanych zostanie dokonany niezwłocznie po zakończeniu przyjmowania zapisów Inwestorów Instytucjonalnych, nie później niż w dniu 2 listopada 2009 roku.

Przed dokonaniem przydziału Akcji Oferowanych, Akcje Oferowane, zaoferowane Inwestorom Instytucjonalnym, w liczbie w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Instytucjonalnych mogą zostać przesunięte do puli akcji przydzielanej Inwestorom Indywidualnym. Analogicznie Akcje Oferowane, zaoferowane Inwestorom Indywidualnym, w liczbie w jakiej nie zostaną objęte zapisami złożonymi przez Inwestorów Indywidualnych lub zostaną objęte zapisami Inwestorów Indywidualnych, które zostaną wycofane na zasadach określonych w Prospekcie mogą zostać przesunięte do puli akcji przydzielanej Inwestorom Instytucjonalnym i zostać objęte Ofertą Instytucjonalną. W szczególności, w przypadku odstąpienia przez Inwestorów Indywidualnych od złożonych przez nich zapisów po dniu ustalenia ostatecznej liczby Akcji Oferowanych z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, w przypadku zawarcia Umowy Subemisyjnej Akcje Oferowane objęte wycofanymi zapisami Inwestorów Indywidualnych zostaną objęte zobowiązaniem Subemitentów, o którym mowa w punkcie 2 powyżej, na takich samych zasadach, jak pozostałe Akcje Oferowane objęte Ofertą Instytucjonalną.

W sytuacji, gdy liczba Akcji Oferowanych objętych prawidłowo złożonymi zapisami przez Inwestorów Indywidualnych przekroczy liczbę Akcji Oferowanych przeznaczoną do przydziału Inwestorom Indywidualnym, przydział Akcji Oferowanych Inwestorom Indywidualnym nastąpi na zasadach proporcjonalnej redukcji każdego ze złożonych zapisów. Zwrot środków pieniężnych Inwestorom Indywidualnym, którym nie przydzielono Akcji Oferowanych, lub których zapisy na Akcje Oferowane zostały zredukowane, oraz nadpłat zostanie dokonany zgodnie z dyspozycją wskazaną przez Inwestora Indywidualnego zgodnie z procedurami obowiązującymi w firmie inwestycyjnej, w której został złożony zapis, w terminie do 14 dni od dnia przydziału Akcji Oferowanych lub od daty ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty. Zwrot nadpłat i wpłat

nastąpi bez odszkodowań, odsetek oraz bez kosztów poniesionych przez Inwestorów Indywidualnych w związku ze składaniem zapisów na Akcje Oferowane.

Przydział Akcji Oferowanych poszczególnym Inwestorom Instytucjonalnym nastąpi na podstawie złożonych przez nich zapisów, pod warunkiem pełnego opłacenia złożonego zapisu zgodnie z zasadami opisanymi w Prospekcie, w liczbie, o której poszczególni Inwestorzy Instytucjonalni zostaną poinformowani przez Menedżerów Oferty w zaproszeniu do składania zapisów, o którym mowa w punkcie 8. „Zasady składania zapisów". W przypadku dokonania niepełnej wpłaty na Akcje Oferowane bądź złożenia przez Inwestora Instytucjonalnego zapisu na liczbę Akcji Oferowanych niższą niż określona w zaproszeniu, Inwestorom Instytucjonalnym może zostać przydzielona mniejsza liczba Akcji Oferowanych.

Z zastrzeżeniem zapisów niniejszego Rozdziału, przydział nie jest uzależniony od tego, jaka osoba składa zapis, ani za pośrednictwem jakiego podmiotu zapis jest składany. Ponadto, z zastrzeżeniem zapisów niniejszego Rozdziału, nie przewiduje się preferencyjnego traktowania żadnych inwestorów. Nie przewiduje się też docelowej minimalnej wielkości pojedynczego przydziału dla Inwestorów Indywidualnych.

W zakresie i w terminie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, informacja na temat wyniku przydziału Akcji Oferowanych zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego, przy czym rozpoczęcie notowań PDA lub Akcji będzie możliwe przed podaniem do publicznej wiadomości wyników przydziału Akcji Oferowanych.

11. Rozliczenie

Zapisanie Praw do Akcji na rachunkach papierów wartościowych inwestorów nastąpi najpóźniej w dniu 6 listopada 2009 roku.

12. Warunki odstąpienia od przeprowadzenia lub zawieszenia Oferty

Do czasu rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty Publicznej bez podawania przyczyn swojej decyzji. Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w ramach Oferty Publicznej do dnia przydziału Akcji Oferowanych Emitent może odstąpić od przeprowadzenia Oferty tylko z ważnych powodów. Do ważnych powodów w ocenie Emitenta można zaliczyć między innymi: (a) nagłe lub nieprzewidywalne wcześniej zmiany w krajowej lub międzynarodowej sytuacji gospodarczej, politycznej, które mogą mieć istotny negatywny wpływ na rynki finansowe, gospodarkę kraju lub na naszą dalszą działalność (np. zamachy terrorystyczne, wojny, katastrofy ekologiczne, powodzie), (b) nagłe i nieprzewidywalne zmiany mające bezpośredni wpływ na naszą działalność operacyjną, (c) uzyskanie, w opinii Menedżerów Oferty lub Spółki, niesatysfakcjonującego popytu w ramach budowy księgi popytu na Akcje Oferowane. Informacja o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do niniejszego Prospektu oraz, w zakresie, w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, w trybie Raportu Bieżącego. W przypadku odstąpienia od przeprowadzenia Oferty złożone zapisy na Akcje Oferowane zostaną uznane za nieważne a dokonane płatności zostaną zwrócone bez odsetek i odszkodowań nie później niż 14 dni po dacie ogłoszenia o odstąpieniu od przeprowadzenia Oferty.

Decyzja o zawieszeniu Oferty, bez podawania przyczyn, może zostać podjęta w każdym czasie przed rozpoczęciem przyjmowania zapisów. Od dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów na Akcje Oferowane w ramach Oferty Publicznej do dnia przydziału Akcji Oferowanych Emitent może podjąć decyzję o zawieszeniu przeprowadzenia Oferty tylko z ważnych powodów. Do ważnych powodów w ocenie Emitenta można zaliczyć między innymi zdarzenia, które mogłyby w negatywny sposób wpłynąć na powodzenie Oferty lub w ocenie Emitenta powodować zwiększone ryzyko inwestycyjne dla nabywców Akcji Oferowanych. Decyzja w przedmiocie zawieszenia Oferty może zostać podjęta bez jednoczesnego wskazania nowych terminów Oferty, które mogą zostać ustalone w terminie późniejszym. Jeżeli decyzja o zawieszeniu Oferty zostanie podjęta w trakcie trwania subskrypcji, złożone zapisy, jak również dokonane wpłaty będą w dalszym ciągu uważane za ważne, jednakże inwestorzy będą uprawnieni do uchylenia się od skutków prawnych złożonych zapisów poprzez złożenie stosownego oświadczenia, w terminie dwóch dni roboczych od dnia udostępnienia do publicznej wiadomości aneksu do Prospektu dotyczącego zawieszenia Oferty.

Informacja o zawieszeniu Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w formie aneksu do niniejszego Prospektu oraz, w zakresie w jakim będzie to wymagane przepisami prawa, w trybie Raportu Bieżącego.

13. Notowanie Akcji i PDA

Spółka zamierza złożyć wniosek o dematerializację i rejestrację w KDPW Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA, a także wniosek o ich dopuszczenie i wprowadzenie do notowań oraz do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym GPW. Dopuszczenie i wprowadzenie Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA do notowań na GPW wymaga, m.in.: (i) zatwierdzenia Prospektu przez KNF, (ii) zawarcia przez Spółkę umowy z KDPW w sprawie rejestracji Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA w depozycie prowadzonym przez KDPW, oraz (iii) podjęcia przez Zarząd GPW uchwał o dopuszczeniu i wprowadzeniu Akcji Istniejących, Akcji Oferowanych i PDA do obrotu na GPW. Przewiduje się, że obrót Prawami do Akcji na GPW rozpocznie się w terminie około 2 tygodni od dnia przydziału Akcji Oferowanych, o ile nie wystąpią nieprzewidziane okoliczności.

Do czasu wygaśnięcia Praw do Akcji i zastąpienia ich Akcjami Oferowanymi, Akcje Istniejące oraz Akcje Oferowane nie będą wprowadzone do obrotu na GPW. Niezwłocznie po zarejestrowaniu podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych, Spółka wystąpi do GPW z wnioskiem o wprowadzenie Akcji Istniejących oraz Akcji Oferowanych do obrotu w systemie notowań ciągłych na rynku podstawowym. Z chwilą rejestracji Akcji Oferowanych w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW Prawa do Akcji wygasną, a na rachunkach inwestorów, którzy w określonym dniu będą posiadali Prawa do Akcji, zostaną automatycznie zapisane Akcje Oferowane w stosunku jedna Akcja Oferowana w zamian za jedno Prawo do Akcji. Przewiduje się, że obrót Akcjami Istniejącymi oraz Akcjami Oferowanymi na GPW

rozpocznie się w terminie około miesiąca od dnia przydziału Akcji Oferowanych, o ile nie wystąpią nieprzewidziane okoliczności. Zwraca się uwagę inwestorów, że Akcje Istniejące mogą zostać wprowadzone do obrotu na GPW później niż Akcje Oferowane w przypadku wypłaty przez Spółkę zaliczki na poczet przewidywanej dywidendy za 2009 rok (porównaj czynnik ryzyka opisany w punkcie 2.10. w Rozdziale II Prospektu).

14. Umowy ograniczające zbywalność

W dniu 6 października 2009 roku Skarb Państwa zobowiązał się, iż w okresie od dnia 6 października 2009 r. do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania PDA na GPW, bez uprzedniej pisemnej zgody Menedżerów Oferty (która nie będzie bezzasadnie odmawiana ani opóźniana) nie będzie emitować, oferować, sprzedawać, zobowiązywać się do sprzedaży, obciążać ani w inny sposób rozporządzać (ani publicznie ogłaszać emisji, oferty, sprzedaży ani rozporządzenia) jakimikolwiek akcjami Emitenta ani papierami wartościowymi wymiennymi lub zamiennymi na akcje Emitenta lub umożliwiającymi ich uzyskanie w drodze realizacji praw związanych z takimi papierami, warrantami ani innymi prawami umożliwiającymi zakup akcji Emitenta, ani innymi papierami wartościowymi lub instrumentami finansowymi, których wartość ustalana jest bezpośrednio lub pośrednio przez odniesienie do ceny papierów wartościowych stanowiących ich podstawę, włącznie ze swapami kapitałowymi, kontraktami terminowymi i opcjami. Ponadto, projekt Umowy Subemisyjnej przewiduje, iż Spółka zobowiąże się, iż w okresie od dnia zawarcia Umowy Subemisyjnej do upływu 180 dni od dnia pierwszego notowania Akcji na GPW, bez zgody Menedżerów Oferty nie będzie emitować, oferować, obciążać, zobowiązywać się do sprzedaży lub sprzedawać lub winny sposób bezpośrednio lub pośrednio rozporządzać (lub podejmować innych podobnych czynności ani czynności powodujących podobny skutek) jakimikolwiek zwykłymi akcjami Spółki lub jakimikolwiek papierami wartościowymi o charakterze zbliżonym do zwykłych akcji Spółki. Powyższe zobowiązanie dotyczy także opcji, warrantów lub podobnych praw do zwykłych akcji Spółki, papierów wartościowych, które są zamienne lub wymienne na Akcje lub które uprawniają do otrzymania Akcji.

15. Koszty Oferty

Spółka spodziewa się, że uzyskane środki brutto z tytułu emisji Akcji Oferowanych w ramach Oferty Globalnej wyniosą około 5 mld PLN, a po uwzględnieniu kosztów emisji i prowizji związanych z subemisją w wysokości około 70 mln PLN, wpływy netto z tego tytułu wyniosą 4,93 mld PLN. Spółka szacuje, że na koszty Oferty składać się będą: przygotowanie i przeprowadzenie Oferty w wysokości około 36,6 mln PLN, wynagrodzenie Subemitentów w wysokości około 20,3 mln PLN, sporządzenie Prospektu, z uwzględnieniem kosztów doradztwa, w wysokości około 9,9 mln PLN oraz promocja Oferty w wysokości około 3,3 mln PLN. Informacja na temat kosztów Oferty zostanie podana do publicznej wiadomości w trybie Raportu Bieżącego.

Koszty i wydatki związane z oferowaniem Akcji Oferowanych w ramach Oferty Globalnej obejmują między innymi koszty doradztwa prawnego, koszty administracyjne i inne związane z emisją Akcji Oferowanych, opłaty rejestracyjne w odniesieniu do emisji Akcji Oferowanych, koszty związane z publikacją prawnie wymaganych zawiadomień, niniejszego Prospektu, dokumentu sporządzonego w związku z Ofertą Międzynarodową oraz innych dokumentów o charakterze marketingowym, a także wynagrodzenie Subemitentów.

16. Powiązania w ramach innych transakcji

Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane prowadzili w przeszłości oraz mogą w przyszłości świadczyć usługi bankowości inwestycyjnej lub dokonywać innego rodzaju transakcji ze Spółką oraz jej podmiotami powiązanymi. Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane otrzymywali i mogą w przyszłości otrzymywać wynagrodzenia i prowizje zwyczajowo stosowane w wypadku takich usług lub transakcji. Menedżerowie Oferty lub podmioty powiązane mogą nabywać instrumenty finansowe Spółki lub powiązane z instrumentami finansowymi Spółki, w szczególności w ramach Umowy Subemisyjnej.

XXIII. OGRANICZENIA W DYSTRYBUCJI AKCJI OFEROWANYCH

1. Informacje dla potencjalnych inwestorów w Polsce

Stosownie do art. 7 Ustawy o Ofercie, oferta publiczna lub dopuszczenie papierów wartościowych do obrotu na rynku regulowanym wymaga sporządzenia prospektu emisyjnego, zatwierdzenia go przez KNF oraz udostępnienia go do publicznej wiadomości. Zgodnie z art. 3 Ustawy o Ofercie, „ofertą publiczną" jest udostępnianie, co najmniej 100 osobom lub nieoznaczonemu adresatowi, w dowolnej formie i w dowolny sposób, informacji o papierach wartościowych i warunkach dotyczących ich nabycia, stanowiących dostateczną podstawę do podjęcia decyzji o odpłatnym nabyciu tych papierów wartościowych.

2. Informacje dla potencjalnych inwestorów w EOG

W odniesieniu do każdego państwa członkowskiego EOG, które przyjęło Dyrektywę o Prospekcie (każde zwane dalej „**Odpowiednim Państwem Członkowskim**"), począwszy od dnia implementacji Dyrektywy o Prospekcie w Odpowiednim Państwie Członkowskim („**Data Przyjęcia Dyrektywy o Prospekcie**") w danym Odpowiednim Państwie Członkowskim nie została ani nie zostanie przeprowadzona publiczna oferta Akcji Oferowanych przed opublikowaniem prospektu dotyczącego Akcji Oferowanych zatwierdzonego przez właściwy organ w Odpowiednim Państwie Członkowskim lub, w zależności od wypadku, zatwierdzonego w innym Państwie Członkowskim i zgłoszonego na podstawie dokumentu notyfikującego właściwemu organowi w tym państwie, zgodnie z postanowieniami Dyrektywy o Prospekcie, z zastrzeżeniem że począwszy od Daty Przyjęcia Dyrektywy o Prospekcie, publiczna oferta Akcji Oferowanych będzie mogła być przeprowadzona w Odpowiednim Państwie Członkowskim w dowolnym czasie na mocy poniższych wyjątków przewidzianych w Dyrektywie o Prospekcie, jeżeli wyjątki takie zostały implementowane w tym Odpowiednim Państwie Członkowskim:

- jeżeli oferta kierowana jest do osób prawnych uprawnionych do prowadzenia działalności na rynkach finansowych lub podlegających regulacjom umożliwiającym im taką działalność oraz podmiotów niebędących podmiotami uprawnionymi do prowadzenia działalności na rynkach finansowych lub podlegających regulacjom umożliwiającym im taką działalność, których wyłącznym przedmiotem działalności jest inwestowanie w papiery wartościowe;
- jeżeli oferta kierowana jest do wszelkich osób prawnych, które zgodnie z ich ostatnim rocznym lub skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym spełniają co najmniej dwa z poniższych kryteriów: (1) średnia liczba pracowników w poprzednim roku obrotowym wynosiła co najmniej 250 osób; (2) suma bilansowa danej osoby prawnej przekraczała 43 mln EUR; oraz (3) roczne obroty danej osoby prawnej przekraczały 50 mln EUR;
- jeżeli oferta, przeprowadzana przez Menedżerów Oferty jest kierowana do mniej niż 100 osób fizycznych lub prawnych (niebędących Inwestorami Kwalifikowanymi); lub
- we wszelkich innych okolicznościach przewidzianych w art. 3(2) Dyrektywy o Prospekcie;
- o ile taka oferta Akcji Oferowanych nie prowadziłaby do powstania obowiązku opublikowania prospektu na mocy art. 3 Dyrektywy o Prospekcie lub na podstawie jakichkolwiek przepisów wdrażających postanowienia Dyrektywy o Prospekcie na terytorium Odpowiedniego Państwa Członkowskiego. Ponadto przyjmuje się, że każda osoba nabywająca w pierwszej kolejności Akcje Oferowane lub do której w ramach Oferty skierowane zostanie jakiekolwiek zaproszenie do nabycia Akcji Oferowanych zapewni, oświadczy i potwierdzi, że jest Inwestorem Kwalifikowanym. Na potrzeby niniejszego postanowienia wyrażenie „oferta publiczna" jakichkolwiek Akcji Oferowanych w Odpowiednim Państwie Członkowskim oznacza informacje ogłoszone w dowolnej formie oraz przy wykorzystaniu dowolnych środków przekazu, dotyczące warunków oferty Akcji Oferowanych, przedstawione w zakresie wystarczającym, aby umożliwić inwestorowi podjęcie decyzji dotyczącej nabycia Akcji Oferowanych, przy czym znaczenie terminu „oferta publiczna" może różnić się w poszczególnych Państwach Członkowskich w zależności od brzmienia przepisów wdrażających Dyrektywę o Prospekcie w tych państwach.

Dodatkowo przyjmuje się, że pośrednik finansowy w rozumieniu przepisów art. 3(2) Dyrektywy o Prospekcie, któremu zostaną zaoferowane jakiekolwiek Akcje Oferowane zapewni, oświadczy i potwierdzi, że nie nabywa Akcji Oferowanych w ramach Oferty zgodnie z dyspozycjami lub w imieniu innych osób lub w celu ich oferowania lub odsprzedaży innym osobom w okolicznościach mogących prowadzić do publicznej oferty Akcji Oferowanych innej niż ich oferta lub odsprzedaż na rzecz Inwestorów Kwalifikowanych w Odpowiednim Państwie Członkowskim, chyba że uzyska na taką ofertę lub odsprzedaż wcześniejszą zgodę Menedżerów Oferty. Zarówno Spółka, jak i poszczególni Menedżerowie Oferty, a także ich podmioty powiązane oraz inne osoby będą polegać na prawdziwości i dokładności powyższych zapewnień i oświadczeń. Niezależnie od powyższego osoba niebędąca Inwestorem Kwalifikowanym, która pisemnie poinformuje o tym fakcie Menedżerów Oferty, może, za ich zgodą, zapisać się na lub nabyć Akcje Oferowane w ramach Oferty.

3. Informacje dla potencjalnych inwestorów w Wielkiej Brytanii

Informacje przedstawione w Prospekcie mają charakter poufny i nie zostały (ani nie zostaną) przedstawione do akceptacji przez podmiot uprawniony na potrzeby pkt 121 Brytyjskiej Ustawy o Usługach i Rynkach Finansowych z 2000 roku (z późniejszymi zmianami) (*Financial Services and Markets Act of 2000*, dalej: „**FSMA**"). W Wielkiej Brytanii Prospekt jest rozpowszechniany wśród i kierowany wyłącznie do Inwestorów Kwalifikowanych, (i) którzy są inwestorami profesjonalnymi spełniającymi kryteria określone w art. 19(5) Brytyjskiego Rozporządzenia w sprawie Promocji Finansowej z 2005 roku (z późniejszymi zmianami), wydanego na podstawie FSMA (*Financial Services and Markets Act*

2000 (Financial Promotion) Order 2005), (ii) którzy spełniają kryteria określone w art. 49(2)(a)-(d) Brytyjskiego Rozporządzenia w sprawie Promocji Finansowej oraz (iii) do których kierowanie Prospektu jest prawnie dozwolone (wszystkie takie osoby są łącznie zwane dalej „**Osobami Uprawnionymi**"). W Wielkiej Brytanii osoby niebędące Osobami Uprawnionymi nie powinny polegać na informacjach zawartych w Prospekcie ani wykorzystywać ich do podejmowania jakichkolwiek czynności. W Wielkiej Brytanii każda inwestycja lub działalność inwestycyjna, której dotyczy Prospekt może być dokonywana lub podejmowana jedynie przez Osoby Uprawnione. Należy przestrzegać wszystkich stosownych postanowień FSMA w odniesieniu do wszelkich czynności podjętych w związku z Akcjami Oferowanymi na terytorium Wielkiej Brytanii, z terytorium tego kraju bądź w jakikolwiek inny sposób dotyczących Wielkiej Brytanii. Na terytorium Wielkiej Brytanii Akcje Oferowane nie są przedmiotem oferty publicznej w rozumieniu FSMA. Akcje Oferowane mogą być zgodnie z prawem oferowane lub sprzedawane na rzecz osób z Wielkiej Brytanii jedynie pod warunkiem zachowania zgodności z przepisami FSMA.

4. Informacje dla osób w Australii, Kanadzie i Japonii

Prospekt nie stanowi oferty sprzedaży ani zaproszenia do składania ofert objęcia lub kupna Akcji Oferowanych w jakiejkolwiek jurysdykcji, w której taka oferta lub zaproszenie byłyby niezgodne z prawem, i nie jest przeznaczony do rozpowszechniania na terytorium Australii, Kanady i Japonii. W szczególności Akcje Oferowane będące przedmiotem Prospektu nie zostały i nie zostaną zarejestrowane na podstawie przepisów regulujących kwestie związane z papierami wartościowymi w Australii, Kanadzie i Japonii, a także – poza pewnymi wyjątkami – nie mogą być przedmiotem bezpośredniej lub pośredniej oferty lub sprzedaży prowadzonej na terytorium Australii, Kanady i Japonii, lub do jakiejkolwiek osoby prawnej mającej siedzibę w którymkolwiek z tych krajów.

5. Informacje dla osób w Stanach Zjednoczonych Ameryki

Akcje Oferowane (na potrzeby przepisów prawa Stanów Zjednoczonych Ameryki pojęcie Akcji Oferowanych obejmuje także, gdy ma to odpowiednie zastosowanie, PDA) nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych ani przez właściwy do spraw papierów wartościowych organ nadzoru któregokolwiek stanu lub którejkolwiek jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki, i nie mogą być oferowane, sprzedawane, zastawiane ani w inny sposób zbywane na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, chyba że w ramach wyjątku od wymogu rejestracji przewidzianego w Amerykańskiej Ustawie o Papierach Wartościowych lub w ramach transakcji wyłączonych spod tego wymogu, pod warunkiem zachowania zgodności z właściwymi przepisami prawa regulującymi obrót papierami wartościowymi w którymkolwiek stanie lub jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki.

Amerykańska Komisja Papierów Wartościowych i Giełd, stanowe komisje papierów wartościowych w Stanach Zjednoczonych Ameryki ani inne amerykańskie organy nadzoru nie wydały żadnej decyzji zatwierdzającej Akcje Oferowane ani odmawiającej zatwierdzenia Akcji Oferowanych, nie wydały żadnej decyzji w sprawie Oferty, nie zatwierdziły warunków Oferty ani nie oceniły poprawności bądź adekwatności informacji przedstawionych w Prospekcie. Wszelkie odmienne oświadczenia stanowią przestępstwo w Stanach Zjednoczonych Ameryki.

Informacje przedstawione w Prospekcie nie zostały sporządzone w celu uniknięcia kar nakładanych na mocy przepisów amerykańskiego prawa podatkowego i nie mogą być wykorzystywane do takich celów przez żadną osobę prawną. Informacje te zostały sporządzone w celu wsparcia promocji i marketingu niniejszej Oferty. W związku ze swoją sytuacją podatkową każdy potencjalny inwestor powinien zasięgnąć porady niezależnego doradcy podatkowego.

Informacje na temat Oferty oraz strategii podatkowych dotyczących Oferty nie mają statusu informacji niejawnych, poufnych ani zastrzeżonych. Niezależnie od jakichkolwiek odmiennych postanowień Prospektu, ujawnianie przez odbiorców niniejszego dokumentu przedstawionych w nim informacji na temat sposobu traktowania Oferty w świetle przepisów prawa podatkowego nie podlega żadnym ograniczeniom.

6. Informacja dla mieszkańców stanu New Hampshire

FAKT, IŻ OŚWIADCZENIE O REJESTRACJI LUB WNIOSEK O WYDANIE POZWOLENIA ZOSTAŁ ZŁOŻONY, ZGODNIE Z ROZDZIAŁEM 421-B ZMIENIONYCH PRZEPISÓW PRAWA STANU NEW HAMPSHIRE, ANI FAKT, IŻ PAPIER WARTOŚCIOWY ZOSTAŁ SKUTECZNIE ZAREJESTROWANY LUB OSOBA POSIADA POZWOLENIE W STANIE NEW HAMPSHIRE, NIE STANOWI STWIERDZENIA PRZEZ SEKRETARZA STANU NEW HAMPSHIRE, IŻ JAKIKOLWIEK DOKUMENT ZŁOŻONY ZGODNIE Z RSA 421-B JEST PRAWDZIWY, KOMPLETNY I NIEWPROWADZAJĄCY W BŁĄD. ANI POWYŻSZE, ANI FAKT, IŻ PAPIER WARTOŚCIOWY LUB TRANSAKCJA MOGĄ ZOSTAĆ ZWOLNIONE LUB POTRAKTOWANE JAKO WYJĄTEK, NIE OZNACZA, IŻ SEKRETARZ STANU ZEZWOLIŁ W OPARCIU O KWESTIE MERYTORYCZNE LUB ZASTRZEŻENIA, LUB POLECIŁ LUB ZATWIERDZIŁ NA RZECZ JAKIEJKOLWIEK OSOBY, PAPIER WARTOŚCIOWY LUB TRANSAKCJĘ. ZŁOŻENIE LUB SPOWODOWANIE ZŁOŻENIA OŚWIADCZENIA SPRZECZNEGO Z POSTANOWIENIAMI NINIEJSZEGO PARAGRAFU POTENCJALNEMU KUPUJĄCEMU LUB KLIENTOWI JEST NIEZGODNE Z PRAWEM.

7. Ograniczenie zbywalności Akcji w świetle Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych

Zaleca się, aby nabywcy Akcji przed podjęciem decyzji o ich ewentualnej odsprzedaży, zastawie lub zbyciu zasięgnęli opinii doradcy prawnego.

Akcje Oferowane nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych ani przez właściwy do spraw papierów wartościowych organ nadzoru któregokolwiek stanu lub którejkolwiek jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki, w związku z czym nie są one oferowane ani sprzedawane na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, na rachunek lub na rzecz osób amerykańskich, z wyjątkiem kwalifikowanych nabywców instytucjonalnych („**Kwalifikowani Nabywcy Instytucjonalni**", „**KNI**") w oparciu o zwolnienia z wymogów

rejestracyjnych wynikających z Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, o których mowa w Przepisie 144A oraz osobom spoza terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki zgodnie z przepisami Regulacji S. Użyte w niniejszym akapicie wyrażenia zdefiniowane w Przepisie 144A lub Regulacji S wydanej na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych posiadają znaczenie nadane im w tych aktach prawnych.

8. Przepis 144A

Uznaje się, iż osoba nabywająca Akcje Oferowane zgodnie z Przepisem 144A („**Akcje Przepisu 144A**") złożyła oświadczenie oraz wyraziła zgodę na poniższe:

- uznaje (lub jeżeli działa na rachunek innej osoby, taka osoba jej potwierdziła, iż uznaje), że Akcje Przepisu 144A nie zostały i nie zostaną zarejestrowane według Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych;
- zaświadcza, iż (a) jest KNI oraz, w Dniu Zamknięcia, stanie się faktycznym właścicielem (*beneficial owner*) Akcji Przepisu 144A, a także (b) jest świadoma, iż sprzedaż Akcji Przepisu 144A dla niej zostaje dokonana zgodnie z wymogami Przepisu 144A;
- wyraża zgodę (lub jeżeli działa na rachunek innej osoby, wówczas taka osoba jej potwierdziła, iż wyraża zgodę), że (a) nie będzie oferować, sprzedawać, zastawiać ani w inny sposób zbywać Akcji, chyba że: (i) na rzecz osoby, co do której można zasadnie uważać (lub osoba lub ktokolwiek działający na jej rzecz zasadnie uważa), iż jest KNI w rozumieniu Przepisu 144A nabywającym na swój własny rachunek lub na rachunek KNI w drodze transakcji spełniającej wymogi Przepisu 144A; (ii) poza terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki w ramach transakcji zagranicznej w trybie Przepisu 903 lub Przepisu 904 według Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych; (iii) zgodnie ze zwolnieniem przewidzianym w Przepisie 144 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych (jeżeli to możliwe), w każdym przypadku zgodnie z obowiązującymi przepisami stanowymi o papierach wartościowych w Stanach Zjednoczonych Ameryki; (iv) zgodnie z innym dostępnym zwolnieniem z obowiązku rejestracji na mocy Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych; lub (v) zgodnie ze skutecznym oświadczeniem o rejestracji złożonym zgodnie z przepisami Stanów Zjednoczonych Ameryki o papierach wartościowych, a także, w każdym przypadku, zgodnie z obowiązującymi przepisami o papierach wartościowych obowiązującymi w Stanach Zjednoczonych Ameryki, oraz (b) nabywca zawiadomi, i każdy kolejny posiadacz jest zobowiązany do zawiadomienia kolejnego nabywcy Akcji Przepisu 144A o ograniczeniach odsprzedaży, o których mowa w (a) powyżej;
- każdy nabywca Akcji Przepisu 144A rozumie, iż Akcje nie mogą być składane w depozycie ani nie może zostać spowodowane ich złożenie w depozycie instytucji depozytowej utworzonej lub prowadzonej przez bank depozytowy, z wyjątkiem ograniczonej instytucji depozytowej, o ile Akcje Przepisu 144A będą „papierami wartościowymi o ograniczonej zbywalności" w rozumieniu Przepisu 144(a)(3) Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych. Nie wolno składać żadnych oświadczeń co do możliwości zwolnienia określonej w Przepisie 144 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych w związku z odsprzedażą Akcji Przepisu 144A;
- każdy nabywca Akcji Przepisu 144A rozumie, iż do momentu wygaśnięcia obowiązującego okresu posiadania dotyczącego Akcji Przepisu 144A, o którym mowa w Przepisie 144(k) Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, Akcje Przepisu 144A będą opatrzone stosownym zastrzeżeniem, chyba że Spółka zdecyduje inaczej zgodnie z obowiązującym prawem:

AKCJE ZWYKŁE PGE POLSKIEJ GRUPY ENERGETYCZNEJ S.A. („**AKCJE**") NIE ZOSTAŁY I NIE ZOSTANĄ ZAREJESTROWANE W TRYBIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH Z 1933 ROKU, ZE ZMIANAMI („**AMERYKAŃSKA USTAWA O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH**"), LUB JAKIMKOWIEK ORGANIE NADZORU PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH KTÓREGOKOLWIEK STANU LUB INNEJ JURYSDYKCJI NIŻ POLSKA I W ZWIĄZKU Z TYM NIE MOGĄ BYĆ OFEROWANE, SPRZEDAWANE, ZASTAWIANE ANI W INNY SPOSÓB ZBYWANE, Z WYJĄTKIEM (A) NA RZECZ OSOBY, CO DO KTÓREJ SPRZEDAJĄCY LUB INNA OSOBA DZIAŁAJĄCA NA JEJ RZECZ ZASADNIE UWAŻA, IŻ JEST KWALIFIKOWANYM NABYWCĄ INSTYTUCJONALNYM (W ROZUMIENIU PRZEPISU 144A AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH) NABYWAJĄCĄ NA SWÓJ WŁASNY RACHUNEK LUB NA RACHUNEK KWALIFIKOWANEGO NABYWCY INSTYTUCJONALNEGO W DRODZE TRANSAKCJI SPEŁNIAJĄCEJ WYMOGI PRZEPISU 144A; (B) POZA TERYTORIUM STANÓW ZJEDNOCZONYCH W TRANSAKCJJI ZAGRANICZNEJ, ZGODNIE Z PRZEPISEM 903 LUB PRZEPISEM 904 REGULACJI S NA PODSTAWIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH; (C) ZGODNIE ZE ZWOLNIENIEM Z OBOWIĄZKU REJESTRACJI W TRYBIE PRZEPISU 144 NA PODSTAWIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH (JEŻELI MOŻNA JĄ STOSOWAĆ); (D) ZGODNIE Z INNYM MOŻLIWYM ZWOLNIENIEM Z OBOWIĄZKU REJESTRACJI NA PODSTAWIE AMERYKAŃSKIEJ USTAWY O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH; LUB NP. ZGODNIE ZE SKUTECZNYM OŚWIADCZENIEM O REJESTRACJI ZŁOŻONYM ZGODNIE Z AMERYKAŃSKIMI PRZEPISAMI O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, I W KAŻDYM PRZYPADKU, ZGODNIE Z OBOWIĄZUJĄCYMI AMERYKAŃSKIMI PRZEPISAMI O PAPIERACH WARTOŚCIOWYCH, POSIADACZ AKCJI ZAWIADOMI, I KAŻDY KOLEJNY POSIADACZ JEST ZOBOWIĄZANY DO ZAWIADOMIENIA KOLEJNEGO NABYWCY AKCJI O OGRANICZENIACH ODSPRZEDAŻY, O KTÓRYCH MOWA POWYŻEJ.

- uznaje, iż Spółka, Menedżerowie Oferty i inne podmioty będą polegać na prawdziwości i rzetelności powyższych stwierdzeń, oświadczeń i zapewnień, a także zgadza się, iż jeżeli którekolwiek z tych stwierdzeń, oświadczeń lub zapewnień uznanych za złożone poprzez nabycie Akcji przestanie być rzetelne, wówczas bezzwłocznie zawiadomi Spółkę, oraz, jeżeli nabywa Akcje jako powiernik lub agent na jeden lub więcej rachunków, wówczas oświadcza, iż posiada wyłączną swobodę działania co do każdego takiego rachunku oraz pełne prawo do składania powyższych stwierdzeń, oświadczeń i zapewnień na każdy rachunek.

9. Regulacja S

Uznaje się, iż każdy nabywca Akcji Oferowanych zgodnie z Regulacją S („**Akcje Regulacji S**") zapewni, oświadczy i potwierdzi, że:

- ma świadomość (a w przypadku gdy nabywcą jest makler, jego klient potwierdza, iż ma świadomość), że Akcje Regulacji S nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, a ich sprzedaż jest prowadzona w trybie i zgodnie z przepisami Regulacji S wydanej na podstawie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych;
- jest faktycznym właścicielem (*beneficial owner*) Akcji Regulacji S oraz (a) nie jest podmiotem amerykańskim (w rozumieniu Regulacji S), posiada siedzibę poza terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, a także nabył, zobowiązał się do nabycia lub ma nabyć Akcje Regulacji S poza terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, (b) nie jest podmiotem powiązanym ze Spółką, ani nie działa w imieniu podmiotu powiązanego ze Spółką, oraz (c) nie prowadzi działalności polegającej na nabywaniu i zbywaniu papierów wartościowych, a w wypadku gdy prowadzi tego rodzaju działalność – nie nabył Akcji Regulacji S od Spółki ani od podmiotu powiązanego ze Spółką w ramach ich pierwotnej dystrybucji;
- potwierdza, że Spółka, Menedżerowie Oferty i inne podmioty mogą polegać na prawdziwości i dokładności powyższych zapewnień i oświadczeń, a jeżeli którekolwiek z przypisanych mu powyższych zapewnień i oświadczeń złożonych w związku z nabyciem Akcji stanie się nieaktualne, niezwłocznie powiadomi o tym fakcie Spółkę. Ponadto, jeżeli nabywa on Akcje, działając w charakterze powiernika lub agenta w odniesieniu do rachunków jednej lub większej liczby osób, oświadcza, że zarządza każdym z tych rachunków według swojego wyłącznego uznania i jest w pełni upoważniony do złożenia powyższych zapewnień i oświadczeń w imieniu właścicieli zarządzanych przez niego rachunków.

XXIV. KWESTIE PRAWNE

1. Biegli rewidenci

Niezależnym biegłym rewidentem Emitenta jest firma audytorska KPMG Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, ul. Chłodna 51, tel. +48 022 528 11 00, fax +48 022 528 10 09.

KPMG Audyt Sp. z o.o. jest członkiem Krajowej Rady Biegłych Rewidentów wpisanym do rejestru podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych za numerem ewidencyjnym 458. KPMG Audyt Sp. z o.o. nie posiada istotnych interesów w Spółce.

KPMG Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła badanie jednostkowego sprawozdania finansowego Emitenta za rok obrotowy zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku sporządzonego zgodnie z PSR. KPMG Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła również badanie skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym za lata obrotowe zakończone odpowiednio dnia 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku, sporządzonych zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE. Ponadto KPMG Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła przegląd śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku, sporządzonego zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE.

Opinia i raport z badania jednostkowego sprawozdania finansowego Emitenta za rok obrotowy zakończony dnia 31 grudnia 2008 roku sporządzonego zgodnie z PSR zostały podpisane przez:

Leszek Dubicki	Biegły rewident, Nr ewid. 9451/7175, Członek Zarządu KPMG Audyt Sp. z o.o.; jako osoba reprezentująca KPMG Audyt Sp. z o.o.
Renata Dobersztyn-Hamerska	Biegły rewident, Nr ewid. 90116/8168

Opinie i raporty z badania skonsolidowanych sprawozdań finansowych Emitenta za lata obrotowe zakończone odpowiednio dnia 31 grudnia 2006 roku, 31 grudnia 2007 roku oraz 31 grudnia 2008 roku, sporządzonych zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE zostały podpisane przez:

Leszek Dubicki	Biegły rewident, Nr ewid. 9451/7175, Członek Zarządu KPMG Audyt Sp. z o.o.; jako osoba reprezentująca KPMG Audyt Sp. z o.o.
Zbigniew Libera	Biegły rewident, Nr ewid. 90047/7420, Członek Zarządu KPMG Audyt Sp. z o.o.

Raport z przeglądu śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym za okres sześciu miesięcy zakończony 30 czerwca 2009 roku, sporządzonych zgodnie z MSSF zatwierdzonymi przez UE został podpisany przez biegłych rewidentów reprezentujących KPMG Audyt Sp. z o.o.:

Leszek Dubicki	Biegły rewident, Nr ewid. 9451
Zbigniew Libera	Biegły rewident, Nr ewid. 90047

Poprzednio, w latach 2005-2007 niezależnym biegłym rewidentem Emitenta była firma audytorska Deloitte Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, ul. Piękna 18, 00-549 Warszawa, tel. +48 022 511 08 11, fax +48 022 511 08 13, członek Krajowej Rady Biegłych Rewidentów wpisany do rejestru podmiotów uprawnionych do badania sprawozdań finansowych za numerem ewidencyjnym 73. Deloitte Audyt Sp. z o.o. przeprowadziła badanie jednostkowego sprawozdania finansowego Emitenta za lata obrotowe zakończone odpowiednio dnia 31 grudnia 2005 roku, 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2007 roku, sporządzonych zgodnie z PSR, a także skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy Kapitałowej, dla której Emitent jest podmiotem dominującym za lata obrotowe zakończone odpowiednio dnia 31 grudnia 2005 roku, 31 grudnia 2006 roku oraz 31 grudnia 2007 roku, sporządzonych zgodnie z PSR.

W ocenie Emitenta przyczyny zmiany audytora nie były istotne: po analizie ofert biegłych rewidentów wybrano ofertę najkorzystniejszą, także w zakresie wynagrodzenia biegłego rewidenta.

2. Eksperci

IMC Group Consulting Ltd z siedzibą w Nottingham, Innovate Office Building, Lake View Drive, Sherwood Park, Nottingham NG15 0DT, Zjednoczone Królestwo, udzieliła zgody na zamieszczenie raportów zamieszczonych w Załączniku nr 1 do Prospektu w takiej formie i w takim kontekście, jak to uczyniono. W związku ze sporządzeniem powyższego raportu IMC Group Consulting Ltd otrzymała wynagrodzenie stałe, niezależne od sukcesu Oferty. IMC Group Consulting Ltd nie posiada żadnych papierów wartościowych Emitenta, ani spółki należącej do Grupy PGE, ani opcji uprawniających do nabycia lub zapisywania się na takie papiery wartościowe. Ponadto, poza zleceniem dotyczącym sporządzenia załączonego raportu, IMC Group Consulting Ltd nie była zatrudniona przez Emitenta ani nie otrzymała żadnego wynagrodzenia wypłaconego przez Emitenta, nie brała także udziału jako członek, w jakimkolwiek organie Emitenta. Poza umową zlecenia dotyczącą sporządzenia raportu załączonego do Prospektu nie występują także żadne powiązania pomiędzy IMC Group Consulting Ltd a podmiotami zajmującymi się oferowaniem i notowaniem Akcji.

3. Doradcy uczestniczący w realizacji Oferty

3.1. Menedżerowie Oferty, w tym Oferujący

Goldman Sachs International private unlimited liability company, z siedzibą pod adresem Peterborough Court, 133 Fleet Street, London EC4A 2BB, Wielka Brytania oraz UniCredit CAIB Poland Spółka Akcyjna z siedzibą pod adresem ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa, Polska pełnią funkcję Menedżerów Oferty. Ponadto, UniCredit CAIB Poland S.A. pełni funkcję Oferującego. UniCredit CAIB Poland S.A. oraz Goldman Sachs International są powiązane ze Spółką w zakresie wynikającym z umowy z dnia 7 lutego 2008 roku o usługi finansowe związane z pierwszą ofertą publiczną akcji. W szczególności, zgodnie z powołaną umową, UniCredit CAIB Poland S.A. oraz Goldman Sachs International działają w charakterze współkoordynatorów Oferty i współzarządzających budowaniem księgi popytu i są odpowiedzialne za koordynację prac niezbędnych do przygotowania i przeprowadzenia Oferty i dopuszczenia Akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym GPW, przygotowanie struktury Oferty, doradztwo przy sporządzeniu Prospektu, organizację procesu budowania księgi popytu w kraju i za granicą, zorganizowanie i przeprowadzenie Oferty, organizowanie spotkań z inwestorami, wykonanie analiz związanych z realizacją Oferty, wsparcie w zakresie wypełniania obowiązków informacyjnych oraz oczekiwań rynku w zakresie praktyk corporate governance, a także inne czynności zwyczajowo wykonywane przez firmy inwestycyjne w przypadku ofert publicznych akcji. Wynagrodzenie Menedżerów Oferty jest wynagrodzeniem prowizyjnym i jest powiązane z wielkością środków uzyskanych z emisji Akcji Oferowanych (porównaj opis w Rozdziale XXII oraz w Rozdziale XXV Prospektu).

Ponadto Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane prowadzili w przeszłości oraz mogą w przyszłości świadczyć usługi bankowości inwestycyjnej lub dokonywać innego rodzaju transakcji ze Spółką oraz jej podmiotami powiązanymi. Menedżerowie Oferty oraz ich podmioty powiązane otrzymywali i mogą w przyszłości otrzymywać wynagrodzenia i prowizje zwyczajowo stosowane w wypadku takich usług lub transakcji. Menedżerowie Oferty lub podmioty powiązane mogą nabywać instrumenty finansowe Spółki lub powiązane z instrumentami finansowymi Spółki, w szczególności w ramach Umowy Subemisyjnej.

3.2. Doradcy prawni Spółki

Kancelaria Dewey & LeBoeuf Grzesiak Sp. k., z siedzibą pod adresem ul. Książęca 4, 00-498 Warszawa, Polska, świadczy na rzecz Spółki usługi prawne w zakresie wynikającym z umowy o świadczenie usług doradztwa prawnego i doradza Spółce w pewnych kwestiach prawnych dotyczących procesu pierwszej oferty publicznej Spółki, związanych z przepisami prawa polskiego, w szczególności w zakresie: (i) przeprowadzenia badania stanu prawnego Emitenta oraz Istotnych Spółek Zależnych dla potrzeb pierwszej oferty publicznej Spółki; (ii) przygotowania Prospektu i uczestnictwa w postępowaniu administracyjnym przed KNF w postępowaniu o jego zatwierdzenie; (iii) dematerializacji i rejestracji Akcji w depozycie papierów wartościowych prowadzonym przez KDPW; (iv) dopuszczenia i wprowadzenia Akcji Spółki do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW; (v) doradztwa oraz wsparcia od strony prawnej w kontaktach z organami PGE w związku z Ofertą, a także (v) innych czynności zwyczajowo wykonywanych przez doradcę prawnego emitenta w przypadku ofert publicznych akcji. Ponadto Dewey & LeBoeuf Grzesiak Sp. k. świadczy na rzecz Spółki inne usługi prawne, w zakresie prowadzonej przez nią działalności gospodarczej, na podstawie odpowiednich umów o świadczenie usług doradztwa prawnego.

Dewey & LeBoeuf (a multinational partnership) posiadająca biura pod adresem: No. 1 Minster Court, Mincing Lane London EC3R 7YL, Wielka Brytania, doradza Spółce, zgodnie z powyższą umową, w pewnych kwestiach prawnych dotyczących Oferty związanych z przepisami prawa amerykańskiego, w szczególności w zakresie przygotowania wytycznych dotyczących publikacji informacji przez Spółkę związanych z pierwszą ofertą publiczną (tzw. *publicity guidelines*), sporządzenia międzynarodowego dokumentu marketingowego w języku angielskim (tzw. *International Offering Circular*) oraz zawarcia Umowy Subemisyjnej.

Powyższe podmioty otrzymały lub otrzymają wynagrodzenie stałe, niezależne od wyników Oferty.

3.3. Doradcy prawni Menedżerów Oferty

Kancelaria prawna Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz sp. k. z siedzibą pod adresem ul. Emilii Plater 53, 00-113 Warszawa doradza Menedżerom Oferty w kwestiach prawnych związanych z Ofertą w zakresie przepisów prawa polskiego i amerykańskiego, w szczególności w zakresie zawarcia Umowy Subemisyjnej. Powyższy podmiot otrzymał lub otrzyma wynagrodzenie stałe, niezależne od wyników Oferty. Ponadto Weil, Gotshal & Manges – Paweł Rymarz sp. k. świadczy na rzecz Spółki inne usługi prawne, w zakresie prowadzonej przez nią działalności gospodarczej, na podstawie odpowiednich umów o świadczenie usług doradztwa prawnego.

4. Dokumenty udostępnione do wglądu

W okresie ważności Prospektu w siedzibie PGE (ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska), jak również na stronie internetowej www.pgesa.pl są udostępnione do wglądu następujące dokumenty lub ich kopie:

- statut PGE;
- śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od 1 stycznia 2009 do 30 czerwca 2009 oraz skonsolidowane sprawozdania finansowe za lata obrotowe zakończone 31 grudnia 2006, 31 grudnia 2007, 31 grudnia 2008;

- raport niezależnego biegłego rewidenta z przeglądu śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy PGE za okres od dnia 1 stycznia 2009 do dnia 30 czerwca 2009 oraz raporty i opinie niezależnego biegłego rewidenta z badania skonsolidowanych sprawozdań finansowych Grupy PGE za lata zakończone w dniu 31 grudnia 2006, 31 grudnia 2007, 31 grudnia 2008;
- Uchwała Emisyjna oraz uchwała Walnego Zgromadzenia w sprawie ubiegania się o dopuszczenie i wprowadzenie akcji i praw do akcji do obrotu na rynku regulowanym, dematerializacji akcji i praw do akcji oraz upoważnienia do zawarcia umowy z KDPW;
- raporty IMC Group Consulting Ltd, niezależnego eksperta dotyczące zasobów mineralnych KWB Bełchatów i KWB Turów;
- regulamin Zarządu i regulamin Rady Nadzorczej;
- uchwała nr 4 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 3 września 2009 roku w sprawie zmiany Statutu (zmiany Statutu dokonane na podstawie tej uchwały nie zostały jeszcze wpisane do KRS).

XXV. OŚWIADCZENIE NA PODSTAWIE ROZPORZĄDZENIA 809

1. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. z siedzibą w Warszawie niniejszym oświadcza, że zgodnie z jej najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym, oraz że w Prospekcie nie pominięto niczego, co by mogło wpłynąć na jego znaczenie.

Zarząd PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A.:

Tomasz Zadroga
Prezes Zarządu ……

Marek Szostek
Wiceprezes Zarządu ……

Piotr Szymanek
Wiceprezes Zarządu ds. Korporacyjnych ……

Wojciech Topolnicki
Wiceprezes Zarządu ds. Rozwoju i Finansów ……

Marek Trawiński
Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych ……

2. Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k.

2.1. Wskazanie osób działających w imieniu Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k.

W imieniu Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k. z siedzibą w Warszawie działa Jarosław Grzesiak, komplementariusz.

2.2. Oświadczenie osób działających w imieniu Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k.

W imieniu Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k. niniejszym oświadczam, że zgodnie z naszą najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za których sporządzenie Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k. ponosi odpowiedzialność, są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym i że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Odpowiedzialność Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k. jako podmiotu odpowiedzialnego za sporządzenie informacji zamieszczonych w niniejszym Prospekcie ograniczona jest do następujących rozdziałów i punktów Prospektu: Rozdział VIII „Otoczenie Prawne", Rozdział XVIII „Opis Akcji i Kapitału Zakładowego" w zakresie punktów 3.-19., Rozdział XIX „Polski Rynek Papierów Wartościowych", Rozdział XX „Ograniczenia Dewizowe i Dotyczące Inwestycji Zagranicznych w Polsce" oraz Rozdział XXI „Opodatkowanie".

_____
Jarosław Grzesiak

3. UniCredit CAIB Poland S.A.

3.1. Wskazanie osób działających w imieniu UniCredit CAIB Poland S.A.

W imieniu UniCredit CAIB Poland S.A. z siedzibą w Warszawie działa Tomasz Witczak – Wiceprezes Zarządu oraz Karol Półtorak – Prokurent.

3.2. Oświadczenie osób działających w imieniu UniCredit CAIB Poland S.A.

W imieniu UniCredit CAIB Poland S.A. niniejszym oświadczamy, że zgodnie z naszą najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za których sporządzenie UniCredit CAIB Poland S.A. ponosi odpowiedzialność, są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym i że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Odpowiedzialność UniCredit CAIB Poland S.A. jako podmiotu odpowiedzialnego za sporządzenie informacji zamieszczonych w niniejszym Prospekcie ograniczona jest do następujących rozdziałów i punktów Prospektu: punkt 10. „Harmonogram i podsumowanie Oferty" w Rozdziale I „Podsumowanie" oraz Rozdział XXII „Warunki Oferty i zasady dystrybucji".

Tomasz Witczak	Karol Półtorak
Wiceprezes Zarządu	Prokurent

4. Goldman Sachs International

4.1. Wskazanie osób działających w imieniu Goldman Sachs International

W imieniu Goldman Sachs International z siedzibą w Londynie działa Richard Cormack.

4.2. Oświadczenie osób działających w imieniu Goldman Sachs International

W imieniu Goldman Sachs International niniejszym oświadczam, że zgodnie z naszą najlepszą wiedzą i przy dołożeniu należytej staranności, by zapewnić taki stan, informacje zawarte w Prospekcie w częściach, za których sporządzenie Goldman Sachs International ponosi odpowiedzialność, są prawdziwe, rzetelne i zgodne ze stanem faktycznym i że nie pominięto niczego, co mogłoby wpływać na ich znaczenie.

Odpowiedzialność Goldman Sachs International jako podmiotu odpowiedzialnego za sporządzenie informacji zamieszczonych w niniejszym Prospekcie ograniczona jest do następujących rozdziałów i punktów Prospektu: punkt 10. „Harmonogram i podsumowanie Oferty" w Rozdziale I „Podsumowanie" oraz Rozdział XXII „Warunki Oferty i zasady dystrybucji".

_____
Richard Cormack

XXVI. WAŻNE INFORMACJE

W niektórych jurysdykcjach rozpowszechnianie Prospektu oraz oferowanie Akcji Oferowanych i PDA może podlegać ograniczeniom prawnym. W związku z powyższym Prospekt i wszelkie inne materiały promocyjne lub ofertowe mogą być rozpowszechniane lub publikowane na terytorium jakiejkolwiek jurysdykcji wyłącznie pod warunkiem zachowania zgodności z obowiązującymi przepisami prawa i regulacjami. Na dzień Prospektu Spółka, Główny Akcjonariusz, Menedżerowie Oferty ani żadne inne osoby nie podjęły ani nie podejmą działań zmierzających do uzyskania zezwolenia na przeprowadzenie oferty publicznej Akcji Oferowanych lub na posiadanie lub rozpowszechnianie Prospektu (oraz innych materiałów ofertowych, promocyjnych bądź formularzy zapisu dotyczących Akcji Oferowanych) na terytorium jakiejkolwiek jurysdykcji, w których wymagane jest podjęcie takich działań.

Prospekt nie stanowi oferty ani zaproszenia do składania ofert objęcia lub kupna Akcji Oferowanych w jakiejkolwiek jurysdykcji, w której prawo zabrania składania takiej oferty lub prowadzenia takiej sprzedaży. Osoby, które wejdą w posiadanie niniejszego dokumentu, powinny zapoznać się z tego rodzaju ograniczeniami prawnymi i ich przestrzegać. Nieprzestrzeganie takich ograniczeń może stanowić naruszenie obowiązujących w danym systemie prawnym przepisów regulujących kwestie związane z papierami wartościowymi. Więcej informacji na temat ograniczeń prawnych dotyczących oferowania i sprzedaży Akcji Oferowanych oraz rozpowszechniania Prospektu znajduje się w Rozdziale XXIII Prospektu.

Akcje Oferowane ani PDA nie zostały i nie zostaną zarejestrowane w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych, ani przez właściwy do spraw papierów wartościowych organ nadzoru któregokolwiek Stanu lub którejkolwiek jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki i nie mogą być oferowane, sprzedawane, zastawiane i w inny sposób zbywane na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki, chyba że w ramach zwolnienia z wymogu rejestracji przewidzianego w Amerykańskiej Ustawie o Papierach Wartościowych lub w ramach transakcji wyłączonych spod tego wymogu, oraz pod warunkiem zachowania zgodności z właściwymi przepisami prawa regulującymi obrót papierami wartościowymi w którymkolwiek stanie lub jurysdykcji w Stanach Zjednoczonych Ameryki. Emitent nie rozpoczął rejestracji ani nie zamierza rejestrować Akcji lub PDA w trybie Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych.

Niniejszym informuje się przyszłych inwestorów, iż Emitent oraz podmioty oferujące Akcje Oferowane (w szczególności Menedżerowie Oferty i ich podmioty powiązane oraz inne podmioty upoważnione przez Menedżerów Oferty oraz Spółkę) mogą polegać na zwolnieniach wynikających z przepisów Części 5 Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych przewidzianych w Przepisie 144A oraz Regulacji S. Akcje Oferowane podlegają ograniczeniom zbywalności i odsprzedaży wynikającym z amerykańskich przepisów prawa oraz regulacji. Inwestorzy powinni być świadomi faktu, że mogą ponosić ryzyko finansowe takiej inwestycji przez nieokreślony czas.

Potencjalni inwestorzy powinni polegać wyłącznie na informacjach zawartych w Prospekcie wraz z ewentualnymi zmianami wynikającymi z aneksów zatwierdzonych przez KNF. Żadna osoba nie została upoważniona do udzielania informacji ani do składania oświadczeń innych niż znajdujące się w Prospekcie. Osoby udzielające takich informacji lub składające takie oświadczenia działają bez upoważnienia Spółki, Głównego Akcjonariusza i Menedżerów Oferty.

Potencjalni inwestorzy powinni zapoznać się ze wszystkimi informacjami przedstawionymi w Prospekcie i samodzielnie ocenić ich znaczenie dla planowanej przez nich inwestycji. Przy podejmowaniu decyzji o inwestycji w Akcje Oferowane potencjalni inwestorzy powinni opierać się na samodzielnej analizie działalności Grupy i treści Prospektu, w tym czynników ryzyka. Informacji zawartych w Prospekcie nie należy traktować jako porady inwestycyjnej, prawnej, finansowej, podatkowej ani porady jakiegokolwiek innego rodzaju. Zaleca się, by w razie jakichkolwiek wątpliwości dotyczących informacji przedstawionych w Prospekcie, potencjalni inwestorzy zasięgnęli opinii własnych, doradców inwestycyjnych, prawnych, finansowych, podatkowych lub innych doradców. Należy przy tym mieć świadomość, że zarówno cena papierów wartościowych, jak i ich dochodowość, mogą podlegać wahaniom.

Z zastrzeżeniem treści Rozdziału XXII Prospektu, Spółka zastrzega sobie prawo do odrzucenia, w całości lub w części, jakiejkolwiek oferty nabycia Akcji Oferowanych oraz do przydzielenia jakiemukolwiek potencjalnemu inwestorowi mniejszej liczby Akcji Oferowanych niż określona w złożonym przez niego zapisie.

Dostępne informacje

Po dopuszczeniu Akcji lub PDA Spółki do obrotu na rynku regulowanym prowadzonym przez GPW Spółka podlegać będzie obowiązkom informacyjnym określonym w przepisach Ustawy o Ofercie, Ustawy o Obrocie oraz innych przepisach prawa polskiego, w ramach których Spółka zobowiązana będzie przekazywać pewne informacje KNF, GPW oraz do publicznej wiadomości.

Spółka zamierza w przyszłości przekazywać poprzez autoryzowany system przekazywania informacji dla polskich spółek publicznych (obecnie system ESPI) nieoficjalne tłumaczenia na język angielski wszelkich informacji przekazywanych do wiadomości publicznej przez Spółkę w języku polskim poprzez ten system.

Doręczenia i egzekwowanie należności

Spółka została utworzona zgodnie z przepisami prawa, istotna większość jej majątku znajduje się w Polsce. Ponadto wszyscy członkowie Rady Nadzorczej oraz Zarządu przebywają na stałe w Polsce i większość ich majątku osobistego znajduje się w Polsce. Dlatego inwestorzy niepodlegający jurysdykcji polskiej mogą mieć trudności w pomyślnym przeprowadzeniu doręczenia Spółce lub członkom Rady Nadzorczej lub Zarządu w związku z postępowaniem prowadzonym przeciwko takim podmiotom w odniesieniu do Akcji Oferowanych, w tym czynności wynikających z przepisów prawa federalnego Stanów Zjednoczonych Ameryki.

Ponadto zagraniczni inwestorzy mogą mieć trudności w wykonywaniu orzeczeń sądowych wydawanych w krajach spoza Unii Europejskiej przeciwko Spółce lub członkom Rady Nadzorczej lub Zarządu w Polsce. Orzeczenia sądów zagranicznych (zasadniczo orzeczenia o zapłatę lub spełnienie określonego świadczenia) podlegają wykonaniu w Polsce, jeżeli stosowny traktat dwustronny zawiera postanowienie o wykonaniu tego orzeczenia w Polsce lub wynika to z KPC.

Od dnia 1 maja 2004 roku, tj. od dnia wstąpienia Polski do Unii Europejskiej, w Polsce zaczęło obowiązywać Rozporządzenie Rady (WE) Nr 44/2001 w sprawie jurysdykcji i uznawania orzeczeń sądowych oraz ich wykonywania w sprawach cywilnych i handlowych (Dz.U. UE L. z 2001 roku, Nr 12, str. 1). Rozporządzenie jest wiążące w Polsce w relacjach z innymi Państwami Członkowskimi (z wyjątkiem Danii).

Polska i niektóre inne kraje są stronami Konwencji z Lugano z dnia 16 września 1988 roku o jurysdykcji i wykonywaniu orzeczeń sądowych w sprawach cywilnych i handlowych (Dz.U z 2000 roku, Nr 10, poz. 132), która obowiązuje w Polsce od dnia 1 lutego 2000 roku. Konwencja z Lugano zawiera szczegółowe zasady dotyczące wzajemnego wykonywania orzeczeń sądowych. Obecnie Konwencja z Lugano ma zastosowanie do relacji Polski z państwami-stronami Konwencji z Lugano, które nie są członkami Unii Europejskiej, a także do relacji Polski z Danią.

W odniesieniu do orzeczenia wydanego przez sądy państwa, które nie jest stroną stosownego traktatu dwustronnego z Polską dotyczącego uznawania orzeczeń, KPC co do zasady stanowi, iż orzeczenie zagraniczne zostanie uznane i wykonane na zasadach wzajemności, jeżeli: (i) orzeczenie podlega wykonaniu w państwie, z którego pochodzi, oraz (ii) wymagania zawarte w art. 1146 ust. 1 pkt 1-6 KPC zostały spełnione, w tym: (a) orzeczenie jest prawomocne w państwie, w którym zostało wydane; (b) sprawa nie należy, według polskiego prawa lub umowy międzynarodowej, do wyłącznej jurysdykcji sądów polskich lub sądów państwa trzeciego, (c) strona nie była pozbawiona możności obrony, a w razie nieposiadania zdolności procesowej – należytego przedstawicielstwa, (d) sprawa nie została już prawomocnie osądzona przed sądem polskim albo nie wszczęto jej przed sądem polskim powołanym do jej rozstrzygnięcia, zanim orzeczenie sądu zagranicznego stało się prawomocne, np. Orzeczenie nie jest sprzeczne z podstawowymi zasadami porządku prawnego Polski, oraz (f) przy wydaniu orzeczenia w sprawie, w której należało zastosować prawo polskie, prawo to zostało zastosowane, chyba że zastosowane w sprawie obce prawo nie różni się w sposób istotny od prawa polskiego.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości

Prospekt zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, które odzwierciedlają obecne przekonania Spółki lub członków jej Zarządu, stosownie do kontekstu, w odniesieniu do wyników finansowych, strategii, planów i celów Spółki w zakresie prowadzenia działalności w przyszłości (w tym planów rozwoju dotyczących produktów i usług Grupy oraz strategii Grupy PGE).

Stwierdzenia te dotyczą Grupy oraz sektorów i branż, w których Grupa działa. Stwierdzenia, w których użyto słów „spodziewać się", „zamierzać", „planować", „uważać", „prognozować" „przewidywać", „zakładać", „oczekiwać", „może", „kontynuować" oraz inne podobne wyrażenia sformułowane w trybie przypuszczającym lub w czasie przyszłym, a także inne stwierdzenia o podobnym charakterze dotyczące przyszłych zdarzeń, należy traktować jako stwierdzenia dotyczące przyszłości.

Wszystkie stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w Prospekcie odnoszą się do spraw, z którymi wiąże się element ryzyka i niepewności. Oznacza to, że istnieją obecnie lub zaistnieją w przyszłości istotne czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne zdarzenia, w tym wyniki Grupy, będą zasadniczo różnić się od zdarzeń, w tym wyników Grupy przewidywanych w tych stwierdzeniach. Powyższe czynniki obejmują między innymi:

- warunki ekonomiczne i polityczne w Polsce;
- zmiany polityki państwa w zakresie dotyczącym działalności Grupy;
- wpływ konkurencji na rynku;
- obowiązujące oraz przyszłe regulacje prawne, zwłaszcza dotyczące sektora energetycznego;
- zmianę kosztów operacyjnych;
- dostępność środków na finansowanie działalności Grupy w przyszłości, w tym planowanych nakładów inwestycyjnych (w postaci kredytów lub innych form finansowania);
- możliwości Grupy w zakresie pomyślnego wdrożenia strategii Grupy PGE;
- poziom inflacji, stóp procentowych i kursów poszczególnych walut;
- skutki wydarzeń politycznych na arenie międzynarodowej; oraz
- trafną identyfikację dodatkowych czynników ryzyka dla działalności Grupy oraz skuteczne zarządzanie tym ryzykiem.

Wszelkie stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w Prospekcie odzwierciedlają obecne przekonania Spółki odnośnie przyszłych wydarzeń i podlegają określonym powyżej oraz innym czynnikom ryzyka, elementom niepewności i założeniom dotyczącym działalności Grupy, jej wyników, strategii i płynności.

Żadne z informacji dotyczących przyszłości zamieszczonych wprost w treści Prospektu oraz tych, które mogą pośrednio wynikać z zamieszczonych w nim informacji, nie stanowią prognoz wyników ani szacunkowych wyników w rozumieniu Rozporządzenia 809. W szczególności, Spółka nie publikowała prognoz wyników ani wyników szacunkowych.

Informacje finansowe i dane operacyjne

Prospekt zawiera skonsolidowane sprawozdania finansowe Grupy, a także inne informacje finansowe. W szczególności Prospekt zawiera zbadane roczne skonsolidowane sprawozdania finansowe grupy kapitałowej, dla której Emitent jest spółką dominującą za lata obrotowe zakończone w dniu 31 grudnia 2008 roku, w dniu 31 grudnia 2007 roku oraz w dniu 31 grudnia 2006 roku, sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostały poddane badaniu przez KPMG Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie, podmiot uprawniony do badania sprawozdań finansowych zgodnie z prawem polskim oraz śródroczne skonsolidowane sprawozdanie finansowe za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 30 czerwca 2009 roku, sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, które zostało poddane przeglądowi przez KPMG Audyt Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie („**Sprawozdania Finansowe**").

Sprawozdania Finansowe znajdują się w innej części Prospektu i należy je odczytywać wraz z odpowiednimi komentarzami. O ile nie wskazano inaczej, odniesienia do MSSF w niniejszym Prospekcie są odniesieniami do MSSF przyjętymi przez Komisję Europejską.

Sprawozdania Finansowe są przedstawiane w polskich złotych lub „PLN", prawnym środku płatniczym Rzeczypospolitej Polskiej. O ile nie wskazano inaczej, wszystkie cyfry zawarte w Prospekcie są wyrażone w PLN oraz podane nominalnie, bez korekty o inflację. Spółka nie sporządza Sprawozdań Finansowych w dolarach amerykańskich ani euro, a kwoty w dolarach amerykańskich i euro zawarte w niniejszym Prospekcie służą wyłącznie celom pomocniczym.

Niektóre informacje dotyczące kursu wymiany dolara amerykańskiego i euro wobec polskiego złotego zostały przedstawione w Rozdziale V „Waluty i kursy wymiany walut". Podejmując decyzję o inwestowaniu, inwestorzy powinni polegać na badaniach Grupy oraz Sprawozdaniach Finansowych i informacjach zawartych w innych częściach Prospektu, a także skonsultować się ze swoimi profesjonalnymi doradcami w celu zrozumienia: (i) różnic pomiędzy amerykańskim GAAP a MSSF, a także sposobu, w jaki różnice te mogą mieć wpływ na informacje finansowe zawarte w Prospekcie, oraz (ii) wpływu, który mogą mieć przyszłe uzupełnienia lub zmiany przepisów MSSF na wyniki operacyjne i/lub sytuację finansową Grupy oraz podobieństwo do wcześniejszych okresów.

Niektóre dane arytmetyczne zawarte w Prospekcie, w tym dane finansowe i operacyjne, zostały zaokrąglone. Z tego powodu w niektórych z przedstawionych w Prospekcie tabel i innych zestawień suma kwot w danej kolumnie lub wierszu może różnić się nieznacznie od wartości łącznej podanej dla danej kolumny lub wiersza.

Informacje na temat Oferty zawarte w nocie 35.1 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego Grupy za okres od dnia 1 stycznia 2009 roku do dnia 30 czerwca 2009 roku zgodnego z MSSF są nieprecyzyjne, a w szczególności błędnie wskazują na możliwość przeprowadzenia ofert prywatnych Akcji Oferowanych poza granicami Polski. ZGODNIE Z WARUNKAMI OFERTY ANI W POLSCE ANI POZA GRANICAMI POLSKI OFERTY PRYWATNE NIE BĘDĄ REALIZOWANE. W zakresie warunków Oferty inwestorzy powinni opierać się wyłącznie na informacjach zawartych w Rozdziale I oraz Rozdziale XXII Prospektu.

EBIT, EBITDA oraz wyliczanie zadłużenia finansowego netto

EBIT i EBITDA

W Prospekcie pojawiają się dane dotyczące EBIT i EBITDA. Spółka definiuje EBIT jako zysk brutto ze sprzedaży pomniejszony o koszty sprzedaży i dystrybucji, koszty ogólnego zarządu oraz pozostałe koszty operacyjne, a powiększony o pozostałe przychody operacyjne. EBITDA jest definiowana jako EBIT powiększony o amortyzację. EBITDA nie jest miarą wyników operacyjnych ani płynności według MSSF. EBITDA jest miarą stosowaną przez Spółkę w zarządzaniu jej działalnością. Wielkość ta jest powszechnie stosowana przez inwestorów w celu spójnego porównania wyników jednostek bez uwzględniania przychodów i kosztów finansowych oraz amortyzacji, która może różnić się znacznie, zależnie od przyjętych w poszczególnych spółkach szacunków dotyczących pozostałego okresu ekonomicznego użytkowania środków trwałych i wartości niematerialnych. W związku z tym EBITDA został zaprezentowany w niniejszym Prospekcie, aby umożliwić pełniejszą analizę wyników działalności Spółki w porównaniu z innymi podmiotami. Nie należy jednak rozpatrywać EBITDA niezależnie od wyników z działalności ustalonych zgodnie z MSSF. Ponieważ EBITDA nie posiada jednolitej definicji, EBITDA prezentowany przez Spółkę może być nieporównywalny z EBITDA prezentowanym przez inne spółki.

Wyliczanie zadłużenia finansowego netto

Niniejszy Prospekt zawiera również wyliczenia zadłużenia finansowego netto. Zadłużenie finansowe netto stanowi różnicę między łącznym długoterminowym i krótkoterminowym zadłużeniem finansowym z wyłączeniem pozostałych zobowiązań finansowych wycenianych według zamortyzowanego kosztu, a środkami pieniężnymi i ich ekwiwalentami oraz wybranymi pozycjami papierów wartościowych przeznaczonych do obrotu, aktywów dostępnych do sprzedaży, pożyczek i należności oraz inwestycji utrzymywanych do terminu wymagalności (porównaj opis w Rozdziale IX Prospektu). Papiery wartościowe przeznaczone do obrotu obejmują krótkoterminowe nabyte obligacje, weksle, bony oraz jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych. Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży obejmują akcje notowane na aktywnych rynkach oraz jednostki uczestnictwa w funduszach inwestycyjnych. Pożyczki i należności obejmują krótkoterminowe lokaty i depozyty, nabyte obligacje, weksle, bony i pożyczki udzielone. Inwestycje utrzymywane do terminu wymagalności obejmują krótkoterminowe nabyte obligacje, weksle, bony.

Informacje rynkowe, gospodarcze i branżowe

Informacje zamieszczone w Prospekcie pochodzą od Spółki lub zostały zaczerpnięte z innych źródeł wskazanych w Prospekcie. Informacje rynkowe, gospodarcze i branżowe zawarte w Prospekcie zostały zaczerpnięte z wielu źródeł branżowych oraz źródeł niezależnych od Emitenta.

Nie można zagwarantować poprawności i kompletności tych informacji. Dane przedstawione w Rozdziale XII Prospektu zostały zaczerpnięte z powszechnie dostępnych źródeł, w tym komunikatów prasowych, informacji publikowanych na mocy obowiązujących przepisów, badań branżowych, a także od firm doradczych, w szczególności: (i) opracowań ARE (w tym raportów: „Informacja statystyczna o energii elektrycznej IV kwartał 2006 roku, IV kwartał 2007 roku oraz IV kwartał 2008 roku"; „Informacja statystyczna o energii elektrycznej" grudzień 2007, grudzień 2008; „Biuletyn Ciepłownictwa IV kwartał 2008 roku"; „Sytuacja w Elektroenergetyce, IV kwartał 2006, IV kwartał 2007 oraz IV kwartał 2008", Warszawa 2008; „Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora elektroenergetycznego IV kwartał 2008"; „Bilans energii pierwotnej 2007"; „Sytuacja Energetyczna w Polsce Krajowy Bilans Energii IV kwartał 2008"; „Katalog elektrowni i elektrociepłowni zawodowych", kwiecień 2009; „Wyniki ekonomiczno-finansowe przedsiębiorstw elektroenergetyki w 2007 roku"; „Ocena strat energii elektrycznej oraz różnic bilansowych w sieciach spółek dystrybucyjnych, lata 2003-2006", maj 2007; „Sytuacja finansowa przedsiębiorstw elektroenergetyki" dla lat 2005 i 2006 oraz dla roku 2007); (ii) opracowań Ministerstwa Gospodarki (w tym projekt „Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku", sierpień 2009; „Strategii działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007-2015", 2007; oraz „Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego w 2008 roku", 2009); (iii) opracowań Komisji Europejskiej (w tym raportu „Sprawozdanie z postępów w tworzeniu wewnętrznego rynku gazu i energii elektrycznej (COM(2009)115), 11 marca 2009 roku"; (iv) opracowań Prezesa URE (w tym „Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2008") oraz wydane przez ten organ decyzje taryfowe; (v) opracowań Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej (w tym: raportu „Energetyka Świata i Polski – Ewolucja, stan obecny, perspektywy do 2030 roku", Warszawa, maj 2007); (vi) opracowań GUS (w tym „Rocznik Statystyczny 1996"; „Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2005, 2006", Warszawa 2007; „Rocznik statystyczny przemysłu 2007"; „Informacja o sytuacji społeczno-gospodarczej kraju, 2008"; „Produkcja wyrobów przemysłowych w 2008 roku" 2009; „Mały rocznik statystyczny Polski 2008"); (vii) opracowań Eurostat; (viii) opracowań World Energy Council; (ix) strony internetowej oraz opracowań Państwowego Instytutu Geologicznego (w tym: „Konferencja Bezpieczeństwo Energetyczne Kraju", czerwiec 2006; opracowanie „Węgiel kamienny" dane za 2007 rok) oraz (x) innych dokumentów dostępnych publicznie, takich jak np. publikacje prasowe czy strony internetowe (w tym: Węglokoks S.A., PGNiG S.A., PSE Operator, UCTE oraz Towarowej Giełdy Energii), raporty roczne oraz prezentacje dla inwestorów przedsiębiorstw energetycznych (w tym: EDF, Enel, E.On, GDF Suez, RWE, Iberdrola, Vattenfall, International Power, EnBW, CEZ, Fortum, Scottish & Southern, Verbund, Turon, Centrica, Enea, PAK, Energa, PPC oraz A2A).

Informacje zamieszczone w Prospekcie, których źródło nie zostało wyraźnie wskazane, pochodzą od Spółki. Każdorazowo, w przypadku wykorzystania w Prospekcie informacji pochodzących od osób trzecich, informacja o źródle pochodzenia takich informacji została zamieszczona w treści Prospektu.

Spółka potwierdza, że powyższe informacje zostały dokładnie powtórzone i w stopniu, w jakim jest tego świadoma oraz w jakim może to ocenić na podstawie informacji opublikowanych przez osobę trzecią, nie zostały pominięte żadne fakty, które sprawiłyby, że powtórzone informacje byłyby niedokładne lub wprowadzałyby w błąd.

Wskazane wyżej źródła informacji rynkowych, gospodarczych i branżowych stanowią m.in. podstawę założeń wszelkich zamieszczonych w Prospekcie oświadczeń Emitenta dotyczących jego pozycji konkurencyjnej.

Odniesienia do terminów zdefiniowanych

Definicje niektórych terminów użytych w Prospekcie, w tym terminów pisanych wielką literą (które mogą również być zdefiniowane w treści Prospektu) oraz niektórych terminów technicznych i innych terminów, znajdują się w Rozdziale XXVIII Prospektu.

Aneksy do Prospektu

Zgodnie z Ustawą o Ofercie, po zatwierdzeniu niniejszego Prospektu przez KNF Spółka jest obowiązana przekazywać KNF informacje o istotnych błędach w treści niniejszego Prospektu oraz znaczących czynnikach, mogących wpłynąć na ocenę papierów wartościowych objętych niniejszym Prospektem, zaistniałych po zatwierdzeniu niniejszego Prospektu lub o których Spółka powzięła wiadomość po zatwierdzeniu niniejszego Prospektu, do dnia dopuszczenia papierów wartościowych objętych niniejszym Prospektem do obrotu na rynku regulowanym. Przekazanie takich informacji powinno nastąpić w formie aneksu do niniejszego Prospektu. Przekazanie do KNF aneksu do niniejszego Prospektu, wraz z wnioskiem o jego zatwierdzenie, powinno nastąpić niezwłocznie po powzięciu wiadomości o błędach w treści niniejszego Prospektu lub znaczących czynnikach, które uzasadniają przekazanie aneksu do niniejszego Prospektu, nie później jednak niż w terminie 2 dni roboczych.

Aneksy do niniejszego Prospektu podlegają zatwierdzeniu przez KNF. KNF może odmówić zatwierdzenia aneksu do niniejszego Prospektu, w przypadku gdy nie odpowiada on pod względem formy lub treści wymogom określonym w przepisach prawa. Odmawiając zatwierdzenia danego aneksu do niniejszego Prospektu, KNF stosuje środki, o których mowa w art. 16 i 17 Ustawy o Ofercie. Środki te mogą polegać np. na wstrzymaniu rozpoczęcia albo przerwaniu przebiegu Oferty Publicznej na okres nie dłuższy niż 10 dni roboczych lub zakazaniu rozpoczęcia Oferty Publicznej albo dalszego jej prowadzenia lub opublikowaniu, na koszt Spółki, informacji o niezgodnym z prawem działaniu w związku z Ofertą Publiczną.

Po zatwierdzeniu danego aneksu do niniejszego Prospektu Spółka udostępni niezwłocznie, nie później jednak niż w terminie 24 godzin, aneks do niniejszego Prospektu do publicznej wiadomości w sposób, w jaki został udostępniony niniejszy Prospekt.

W przypadku, gdy zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie konieczne będzie przygotowanie, zatwierdzenie oraz publikacja aneksów do niniejszego Prospektu, inwestorzy zainteresowani nabyciem Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie niniejszego Prospektu powinni być świadomi, że niektóre informacje zawarte w niniejszym Prospekcie mogą, po dniu jego publikacji, zostać zastąpione przez informacje zawarte w aneksach do niniejszego Prospektu.

Inwestorzy zainteresowani nabyciem Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie niniejszego Prospektu powinni podjąć decyzję o nabyciu Akcji Oferowanych na podstawie uważnej lektury niniejszego Prospektu oraz wszystkich ewentualnych opublikowanych aneksów do niniejszego Prospektu.

Komunikaty aktualizujące

Informacje powodujące zmianę treści niniejszego Prospektu lub aneksów do niniejszego Prospektu, po ich udostępnieniu do publicznej wiadomości, w zakresie organizacji lub prowadzenia subskrypcji Akcji Oferowanych lub dopuszczenia papierów wartościowych objętych niniejszym Prospektem do obrotu na rynku regulowanym, niemające charakteru informacji skutkujących obowiązkiem sporządzenia, zatwierdzenia oraz publikacji aneksu do niniejszego Prospektu, Spółka może udostępnić do publicznej wiadomości bez zachowania trybu określonego dla aneksów do niniejszego Prospektu, w formie komunikatu aktualizującego, w sposób, w jaki został udostępniony niniejszy Prospekt.

W przypadku, gdy zgodnie z przepisami Ustawy o Ofercie konieczna będzie publikacja komunikatów aktualizujących, inwestorzy zainteresowani nabyciem Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie niniejszego Prospektu powinni być świadomi, że niektóre informacje w zakresie organizacji lub prowadzenia subskrypcji Akcji Oferowanych lub dopuszczenia papierów wartościowych objętych niniejszym Prospektem do obrotu na rynku regulowanym zawarte w niniejszym Prospekcie mogą, po dniu jego publikacji, zostać zastąpione lub uzupełnione przez informacje zawarte w komunikatach aktualizujących.

Inwestorzy zainteresowani nabyciem Akcji Oferowanych w ramach Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie niniejszego Prospektu powinni podjąć decyzję o nabyciu Akcji Oferowanych na podstawie uważnej lektury niniejszego Prospektu, wszystkich ewentualnych opublikowanych aneksów do niniejszego Prospektu oraz komunikatów aktualizacyjnych opublikowanych przez Spółkę.

XXVII. INFORMACJA O EMITENCIE ORAZ O UDZIAŁACH POSIADANYCH PRZEZ EMITENTA

1. Firma, siedziba, adres, forma prawna oraz regulacje prawne stanowiące podstawę działalności Emitenta

Emitent działa pod firmą PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna. Emitent może używać wyróżniającego go znaku graficznego. Siedzibą Emitenta jest Warszawa, ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, telefon: +48 022 340 1000, telefaks: +48 022 628 5964, adres strony internetowej: www.pgesa.pl. Krajem siedziby Emitenta jest Polska. Numer identyfikacji podatkowej NIP: 526-025-05-41. Statystyczny numer identyfikacyjny REGON: 006227638. Emitent działa w formie spółki akcyjnej, na podstawie przepisów prawa polskiego, w szczególności KSH.

2. Data utworzenia Emitenta i czas, na jaki Emitent został utworzony

W dniu 2 sierpnia 1990 roku Skarb Państwa reprezentowany przez Ministra Przemysłu zawiązał Spółkę jako jednoosobową spółkę Skarbu Państwa pod firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie. W dniu 28 września 1990 roku Spółka została wpisana w dziale B, pod numerem RHB 23605, do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XVI Wydział Gospodarczy – Rejestrowy. Następnie, w dniu 5 listopada 2001 roku Emitent został wpisany do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIX Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, pod numerem KRS 0000059307. Emitent został utworzony na czas nieoznaczony.

W dniu 25 października 2007 roku została zarejestrowana zmiana firmy Emitenta z „Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna" na „PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna", zaś w dniu 30 lipca 2009 roku zmiana siedziby z Lublina na Warszawę. Emitent jest wpisany do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000059307. Odpis z rejestru przedsiębiorców Emitenta stanowi Załącznik nr 2 do Prospektu.

Dodatkowe informacje na temat historii Emitenta i Grupy PGE oraz istotnych zdarzeń w rozwoju działalności Grupy PGE zostały zawarte w Rozdziale VII Prospektu.

3. Przedmiot działalności Emitenta

Zgodnie z § 3 Statutu przedmiotem działalności Emitenta jest przede wszystkim działalność spółki holdingowej (według klasyfikacji PKD zakres ten obejmuje m.in.: działalność firm centralnych (*head offices*) i holdingów, działalność holdingów finansowych, kierowanie w zakresie efektywności gospodarowania oraz doradztwo związane z zarządzaniem). Ponadto § 3 ust. 1 Statutu Emitenta wymienia także szereg rodzajów działalności, która prowadzona jest przede wszystkim przez pozostałe podmioty wchodzące w skład Grupy PGE (tj. w szczególności wytwarzanie, dystrybucję i handel energią elektryczną). Zgodnie z § 3 ust. 2 Statutu faktyczne podjęcie działalności, która wymaga uzyskania przewidzianej prawem koncesji albo innego zezwolenia lub wymaga spełnienia innych szczególnych warunków określonych w obowiązujących przepisach, następować będzie po uzyskaniu przez Spółkę takiej koncesji albo zezwolenia lub spełnieniu szczególnych warunków. Szczegółowy zakres statutowego przedmiotu działalności Emitenta zawarty został w § 3 Statutu, stanowiącego Załącznik nr 3 do Prospektu.

Z zastrzeżeniem wymogów wynikających z obowiązujących przepisów prawa, Emitent może prowadzić działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza jej granicami.

4. Struktura Grupy Kapitałowej Emitenta

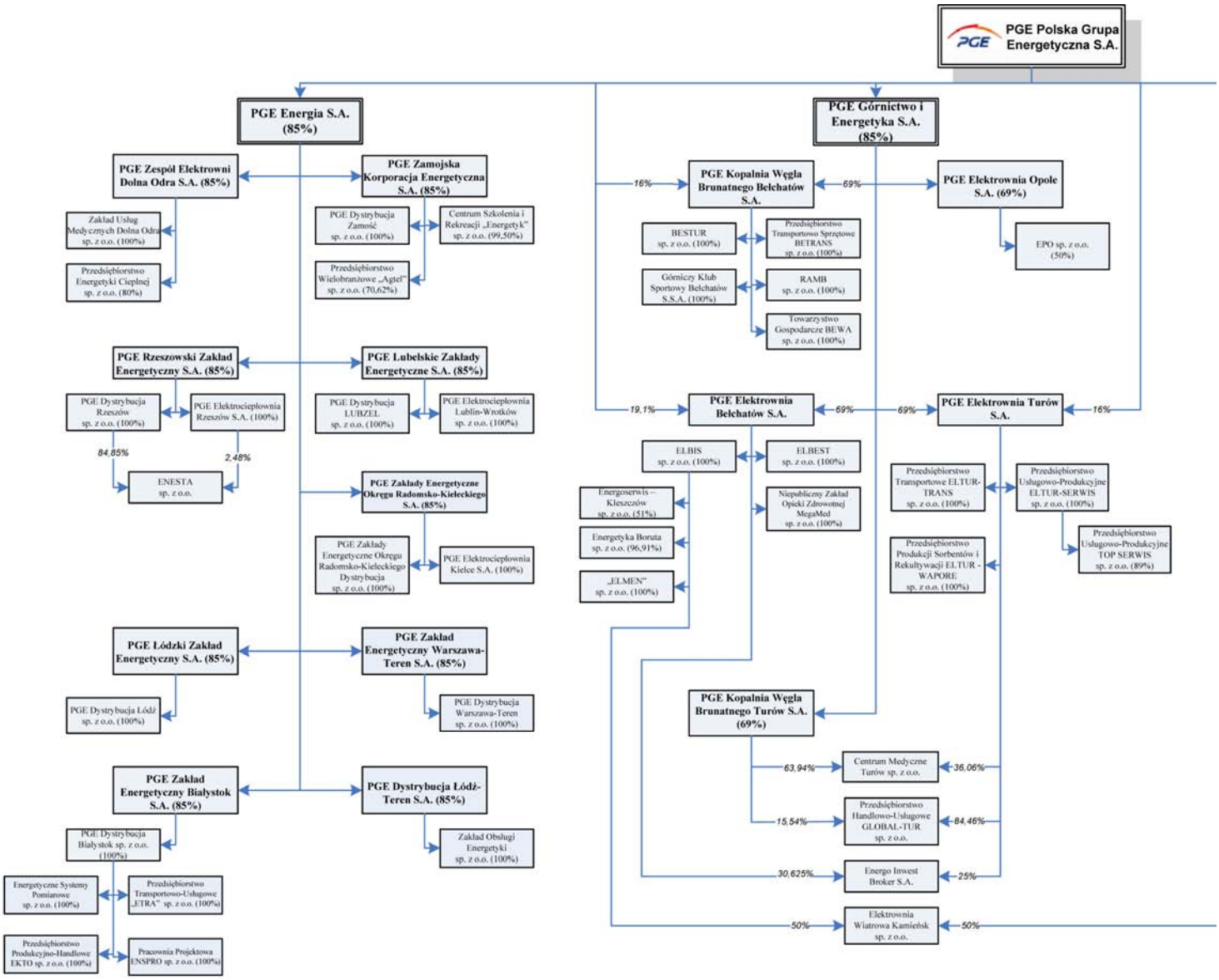
W skład Grupy Kapitałowej Emitenta na dzień 31 sierpnia 2009 roku wchodziło 81 Spółek Zależnych, w tym 33 Istotne Spółki Zależne. W ramach Grupy PGE Emitent stanowi spółkę holdingową dla Spółek Zależnych.

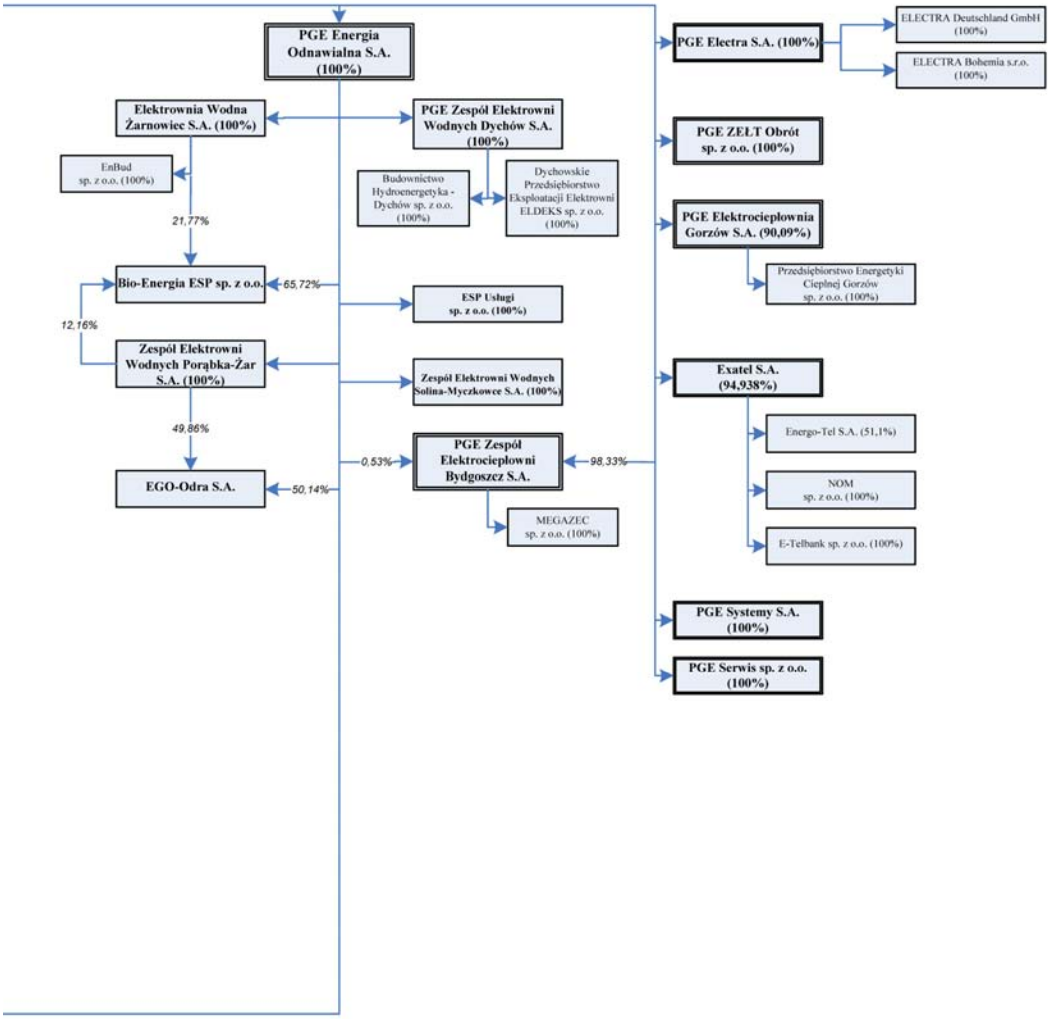
Opis Grupy Emitenta, ze wskazaniem kluczowych etapów jej tworzenia oraz informacji na temat jej struktury funkcjonalnej i korporacyjnej, został zamieszczony w Rozdziale VII Prospektu.

Poniżej przedstawiono schemat prezentujący strukturę organizacyjną Grupy PGE na dzień 30 września 2009 roku ze wskazaniem powiązań kapitałowych w Grupie PGE[1]. Emitent ocenia, iż do dnia Prospektu informacja ta nie uległa istotnej zmianie. Z wyjątkiem ELECTRA Deutschland GmbH oraz ELECTRA Bohemia s.r.o. wszystkie Spółki Zależne mają siedzibę w Polsce.

[1] W przypadku spółki Exatel S.A rozbieżność przedstawiona w schemacie prezentującym strukturę organizacyjną Grupy PGE a tabelą nr 1 znajdującą się w punkcie 5. poniżej wynika z faktu, że akcjonariuszami tej spółki oprócz Emitenta (który posiada bezpośrednio 94,938% kapitału zakładowego spółki) jest także 8 Istotnych Spółek Zależnych. Całkowity udział Emitenta (pośrednio lub bezpośrednio) w kapitale zakładowym Exatel S.A. wynosi 95,076%.

Wykres 1: Informacja o udziałach PGE w Spółkach Zależnych




PGE Energia Odnawialna S.A. (100%)
Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A. (100%)
PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A. (100%)
EnBud sp. z o.o. (100%)
Budownictwo Hydroenergetyka - Dychów sp. z o.o. (100%)
Dychowskie Przedsiębiorstwo Eksploatacji Elektrowni ELDEKS sp. z o.o. (100%)
21,77%
Bio-Energia ESP sp. z o.o.
65,72%
ESP Usługi sp. z o.o. (100%)
12,16%
Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Żar S.A. (100%)
Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce S.A. (100%)
49,86%
0,53%
PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.
98,33%
EGO-Odra S.A.
50,14%
MEGAZEC sp. z o.o. (100%)
PGE Electra S.A. (100%)
ELECTRA Deutschland GmbH (100%)
ELECTRA Bohemia s.r.o. (100%)
PGE ZEŁT Obrót sp. z o.o. (100%)
PGE Elektrociepłownia Gorzów S.A. (90,09%)
Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Gorzów sp. z o.o. (100%)
Exatel S.A. (94,938%)
Energo-Tel S.A. (51,1%)
NOM sp. z o.o. (100%)
E-Telbank sp. z o.o. (100%)
PGE Systemy S.A. (100%)
PGE Serwis sp. z o.o. (100%)

5. Informacja o udziałach Emitenta w Spółkach Zależnych oraz o udziałach Emitenta w innych podmiotach, w których łączny udział Grupy PGE w kapitale wynosi powyżej 10%.

Tabela nr 1: Informacja o udziałach PGE na dzień 30 września 2009 roku w Spółkach Zależnych tworzących Grupę Kapitałową. Emitent ocenia, iż do dnia Prospektu informacja ta nie uległa istotnej zmianie.

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
1.	BESTUR sp. z o.o.	ul. 1 Maja 63, 97-400 Bełchatów, Polska	100,00	100,00	0000006068	świadczenie usług hotelarskich i gastronomicznych	37.819.200
2.	Bio-Energia ESP sp. z o.o.	ul. Hutnicza 3, 81-212 Gdynia, Polska	99,65	99,65	0000048653	wykorzystywanie zielonych źródeł energii z zastosowaniem nowoczesnych i przyjaznych środowisku systemów energetycznych	15.619.000
3.	PGE Systemy S.A.	ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000007353	świadczenie usług w zakresie sprzętu komputerowego i oprogramowania	1.500.000
4.	Budownictwo Hydroenergetyka - Dychów sp. z o.o.	Dychów 6A, 66-626 Bobrowice, Polska	100,00	100,00	0000001735	budowa obiektów hydrotechnicznych oraz usługi budownictwa ogólnego	2.464.000
5.	Centrum Medyczne Turów sp. z o.o.	ul. Mickiewicza 11a, 59-916 Bogatynia 3, Polska	100,00	100,00	0000058524	świadczenie usług w zakresie opieki zdrowotnej	5.850.500
6.	Centrum Szkolenia i Rekreacji „Energetyk" sp. z o.o.	ul. Kościuszki 73, 22-440 Krasnobród, Polska	99,50	99,50	0000062971	przeprowadzanie szkoleń, hotelarstwo oraz gastronomia	5.915.000
7.	Dychowskie Przedsiębiorstwo Eksploatacji Elektrowni ELDEKS sp. z o.o.	Dychów 68C, 66-627 Bobrowice, Polska	100,00	100,00	0000001863	działalność usługowa w zakresie eksploatacji elektrowni wodnych rozumianej jako prowadzenie ruchu urządzeń, utrzymania ruchu oraz remontów bieżących, głównych i poawaryjnych	1.859.000
8.	EGO-Odra S.A.	ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000231583	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	24.292.000
9.	ELBEST sp. z o.o.	Rogowiec, ul. Energetyczna 9, 97-400 Bełchatów skr. pocztowa 99, Polska	100,00	100,00	0000022197	świadczenie usług hotelarskich i gastronomicznych, usługi transportowe, ochrona osób i mienia, usługi porządkowo-czystościowe w obiektach biurowych i przemysłowych	74.520.000
10.	ELBIS sp. z o.o.	ul. Instalacyjna 2, 97-427 Rogowiec, Polska	100,00	100,00	0000041526	świadczenie usług na rynku energii i w działalności z rynkiem energii związanych, w tym między innymi prowadzenie Platformy Obrotu Energią Elektryczną; świadczenie usług i inwestycje w zakresie wytwarzania energii w skojarzeniu i źródłach odnawialnych oraz świadczenie usług i doradztwo w zakresie poprawy efektywności energetycznej	46.070.000
11.	ELECTRA Bohemia s.r.o.	Ve svahu 5/482, 147 00 Praha 4, Czechy	100,00	100,00	103671	obrót energią elektryczną	11.500.000 CZK
12.	ELECTRA Deutschland GmbH	Erste Brunnenstrasse12, D – 20459 Hamburg, Niemcy	100,00	100,00	HRB 85309	obrót energią elektryczną	1.000.000 EUR

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
13.	PGE Serwis sp. z o.o.	ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000049364	świadczenie usług wspierających w Grupie PGE, w szczególności zarządzanie procesami przygotowania i realizacji inwestycji, zarządzanie nieruchomościami, zarządzanie procesami logistycznymi oraz zarządzanie flotami samochodowymi	3.958.900
14.	Elektrownia Wiatrowa Kamieńsk sp. z o.o.	ul. Wieluńska 50/25, 97-360 Kamieńsk, Polska	100,00	100,00	0000178672	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	25.068.000
15.	Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A.	Czymanowo, 84-250 Gniewino, Polska	100,00	100,00	0000022628	eksploatowanie i utrzymywanie składników majątkowych elektrowni szczytowo-pompowej Żarnowiec	13.830.100
16.	„ELMEN" sp. z o.o.	ul. Św. Barbary 8 skr. pocztowa 13, 97-427 Rogowiec, Polska	100,00	100,00	0000211991	wykonywanie robót ogólnobudowlanych; produkcja konstrukcji metalowych; montaż, eksploatacja i remonty instalacji technologicznych	999.000
17.	EnBud sp. z o.o.	Czymanowo, 84-250 Gniewino, Polska	100,00	100,00	0000011348	świadczenie usług remontowo-montażowych w zakresie: elektryczno -mechanicznym, hydrotechnicznym i budowlanym, a także usług sprzętowo-transportowych, sprzątania i czyszczenia pomieszczeń i obiektów oraz utrzymania obiektów zielonych i dróg	1.097.000
18.	Energetyczne Systemy Pomiarowe sp. z o.o.	ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok, Polska	100,00	100,00	0000199742	usługi dotyczące przyrządów do pomiaru wielkości elektrycznych, w tym: naprawa, wzorcowanie, legalizacja, sprawdzanie, ekspertyzy, produkcja, dystrybucja i doradztwo techniczne	850.000
19.	Energetyka Boruta sp. z o.o.	ul. Energetyków 9, 95-100 Zgierz, Polska	96,91	96,91	0000003963	produkcja ciepła i wytwarzanie energii elektrycznej	8.400.000
20.	Energo Inwest Broker S.A.	ul. Jęczmienna 21, 87-100 Toruń, Polska	55,625	55,625	0000050455	usługi w zakresie ubezpieczeń	500.000
21.	Energoserwis – Kleszczów sp. z o.o.	ul. Instalacyjna 2, 97-427 Rogowiec, Polska	51,00	51,00	0000143043	świadczenie usług serwisowych dla stacji elektroenergetycznych, dystrybucja i przesył energii elektrycznej oraz wykonywanie specjalistycznych robót budowlanych	400.000
22.	Energo-Tel S.A.	ul. Ostrobramska 79, 04-175 Warszawa, Polska	51,10	51,10	0000117327	usługi eksploatacyjne obejmujące przeglądy, modernizacje, utrzymanie infrastruktury telekomunikacyjnej na terenie kraju, wykonawstwo instalacji elektrycznych i teletechnicznych oraz usługi certyfikacyjne	2.900.000
23.	ENESTA sp. z o.o.	ul. Kwiatkowskiego 1, 37-450 Stalowa Wola, Polska	87,33	87,33	0000022699	dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej	50.402.000
24.	EPO sp. z o.o.	ul. Sienkiewicza 3a, 45-037 Opole, Polska	50,00	50,00	0000029697	sprzedaż hurtowa odpadów i złomu; przetwarzanie odpadów niemetalowych; produkcja masy betonowej; działalność usługowa związana z uprawami rolnymi; produkcja wyrobów tartacznych; wynajem maszyn i urządzeń rolniczych; wynajem pozostałych środków transportu lądowego; gospodarowanie odpadami	550.000
25.	ESP Usługi sp. z o.o.	ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000008737	zarządzanie nieruchomościami komercyjnymi oraz mieszkaniowymi, obsługa administracyjno-logistyczna, inwestorstwo zastępcze – realizacja inwestycji, modernizacja i usługi remontowe	219.748

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
26.	E-Telbank sp. z o.o.	ul. Ostrobramska 79, 04-175 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000007438	świadczenie usług telekomunikacyjnych i informatycznych, w tym hostingowych	1.000.000
27.	Exatel S.A.	ul. Perkuna 47, 04-164 Warszawa, Polska	95,076	91,842	0000044577	świadczenie usług teleinformatycznych – głosowe, internetowe, transmisji danych, a także hosting i kolokacje	576.854.559
28.	Górniczy Klub Sportowy Bełchatów S.S.A.	ul. Sportowa 3, 97-400 Bełchatów, Polska	100,00	100,00	0000070030	działalność sportowa	500.000
29.	MEGAZEC sp. z o.o.	ul. Energetyczna 6, 85-950 Bydgoszcz, Polska	100,00	100,00	0000120080	świadczenie usług w zakresie remontów, modernizacji oraz kompleksowych usług utrzymania ruchu ciągłego instalacji przemysłowych	4.199.000
30.	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej MegaMed sp. z o.o.	ul. Czapliniecka 93/95, 97-400 Bełchatów, Polska	100,00	100,00	0000068969	świadczenie usług w zakresie opieki zdrowotnej	7.056.000
31.	NOM sp. z o.o.	ul. Perkuna 47, 04-164 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000037701	świadczenie usług telekomunikacyjnych	30.000.000
32.	PGE Dystrybucja Białystok sp. z o.o.	ul. Elektryczna 13, 15-950 Białystok, Polska	100,00	100,00	0000270690	dystrybucja energii elektrycznej	1.892.120.000
33.	PGE Dystrybucja Łódź sp. z o.o.	ul. Tuwima 58, 90-021 Łódź, Polska	100,00	100,00	0000270200	dystrybucja energii elektrycznej	865.550.000
34.	PGE Dystrybucja Łódź-Teren S.A.	ul. Piotrkowska 58, 90-105 Łódź, Polska	85,00	85,00	0000040237	dystrybucja energii elektrycznej	55.185.300
35.	PGE Dystrybucja LUBZEL sp. z o.o.	ul. Garbarska 21a, 20-340 Lublin, Polska	100,00	100,00	0000269891	dystrybucja energii elektrycznej	1.571.239.500
36.	PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o.	ul. 8-go Marca 6, 35-959 Rzeszów, Polska	100,00	100,00	0000270202	dystrybucja energii elektrycznej	1.865.962.000
37.	PGE Dystrybucja Warszawa-Teren sp. z o.o.	ul. Marsa 95, 04-470 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000269854	dystrybucja energii elektrycznej	2.251.437.500
38.	PGE Dystrybucja Zamość sp. z o.o.	ul. Koźmiana 1, 22-400 Zamość, Polska	100,00	100,00	0000269765	dystrybucja energii elektrycznej	1.232.676.000
39.	PGE Electra S.A.	ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000139517	obrót energią elektryczną	500.000
40.	PGE Elektrociepłownia Gorzów S.A.	ul. Energetyków 6, 66-400 Gorzów Wlkp., Polska	90,09	90,09	0000069920	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	30.624.950
41.	PGE Elektrociepłownia Kielce S.A.	ul. Hubalczyków 30, 25-668 Kielce, Polska	100,00	100,00	0000137731	produkcja i dystrybucja ciepła, wytwarzanie energii elektrycznej	173.088.200
42.	PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków sp. z o.o.	ul. Inżynierska 4, 20-484 Lublin, Polska	100,00	100,00	0000071797	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	100.000.000

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
43.	PGE Elektrociepłownia Rzeszów S.A.	ul. Ciepłownicza 8, 35-959 Rzeszów, Polska	100,00	100,00	0000073636	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	29.672.600
44.	PGE Elektrownia Bełchatów S.A.	Rogowiec, ul. Energetyczna 7, 97-406 Bełchatów 5, Polska	88,10	88,10	0000032334	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	3.000.000.000
45.	PGE Elektrownia Opole S.A.	46-021 Brzezie k. Opola, Polska	69,00	69,00	0000050076	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	1.000.000
46.	PGE Elektrownia Turów S.A.	ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia 3, Polska	85,00	85,00	0000026392	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	888.800.000
47.	PGE Energia Odnawialna S.A.	ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000044915	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej, w tym „zielonej" energii i praw majątkowych do świadectw pochodzenia wytworzonej energii oraz świadczenie regulacyjnych usług systemowych	208.486.500
48.	PGE Energia S.A.	ul. Garbarska 21a, 20-340 Lublin, Polska	85,00	85,00	0000267235	zarządzanie holdingiem	7.519.861.158
49.	PGE Górnictwo i Energetyka S.A.	al. Piłsudskiego 12, 90-051 Łódź, Polska	85,00	85,00	0000202169	zarządzanie holdingiem	3.827.809.700
50.	PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A.	Rogowiec, ul. Św. Barbary 3, 97-400 Bełchatów, skr. pocztowa 100, Polska	85,00	85,00	0000078995	wydobywanie węgla brunatnego	1.145.000.000
51.	PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Turów S.A.	59-916 Bogatynia 3, Polska	69,00	69,00	0000005140	wydobywanie węgla brunatnego	330.000.000
52.	PGE Łódzki Zakład Energetyczny S.A.	al. Kościuszki 103/105, 90-441 Łódź, Polska	85,00	85,00	0000021271	obrót energią elektryczną	35.103.000
53.	PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A.	ul. Garbarska 21, 20-340 Lublin, Polska	85,00	85,00	0000017660	obrót energią elektryczną	84.000.000
54.	PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A.	ul. 8-go Marca 6, 35-959 Rzeszów, Polska	85,00	85,00	0000030499	obrót energią elektryczną	80.000.000
55.	PGE Zakład Energetyczny Białystok S.A.	ul. Świętojańska 12, 15-082 Białystok, Polska	85,00	85,00	0000033581	obrót i wytwarzanie energii elektrycznej	61.220.500
56.	PGE Zakład Energetyczny Warszawa-Teren S.A.	ul. Marsa 95, 04-470 Warszawa, Polska	85,00	85,00	0000036526	obrót i wytwarzanie energii elektrycznej	73.686.600
57.	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja sp. z o.o.	al. Marszałka J. Piłsudskiego 51, 26-110 Skarżysko-Kamienna, Polska	100,00	100,00	0000269894	dystrybucja energii elektrycznej	1.875.031.050

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
58.	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego S.A.	aleja Marszałka Józefa Piłsudskiego 51, 26-110 Skarżysko-Kamienna, Polska	85,00	85,00	0000042196	obrót energią elektryczną	145.550.000
59.	PGE Zamojska Korporacja Energetyczna S.A.	ul. Koźmiana 1, 22-400 Zamość, Polska	85,00	85,00	0000041427	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	72.000.800
60.	PGE ZEŁT Obrót sp. z o.o.	ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska	100,00	100,00	0000270157	handel i wytwarzanie energii elektrycznej	70.648.700
61.	PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A.	ul. Energetyczna 1, 85-950 Bydgoszcz, Polska	98,86	98,86	0000014350	produkcja ciepła i wytwarzanie energii elektrycznej	9.280.000
62.	PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A.	74-105 Nowe Czarnowo 76, Polska	85,00	85,00	0000010171	wytwarzanie energii elektrycznej oraz produkcja ciepła	460.000.000
63.	PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A.	Dychów 6A, 66-627 Bobrowice, Polska	100,00	100,00	0000035077	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej, świadczenie usług eksploatacji i utrzymania elektrowni oraz usługi inwestorstwa zastępczego	140.411.100
64.	Pracownia Projektowa ENSPRO sp. z o.o.	ul. Elewatorska 17/1, 15-620 Białystok, Polska	100,00	100,00	0000133205	działalność w zakresie usług projektowych	300.000
65.	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Gorzów sp. z o.o.	ul. Teatralna 28, 66-400 Gorzów Wlkp., Polska	100,00	100,00	0000029977	przesył, obrót i dystrybucja ciepła	45.448.500
66.	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o.	ul. Targowa 16, 74-100 Gryfino, Polska	80,00	80,00	0000117166	przesył i dystrybucja ciepła, obrót ciepłem	5.645.000
67.	Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe GLOBAL TUR sp. z o.o.	ul. Pocztowa 15, 59-920 Bogatynia, Polska	100,00	100,00	0000114764	świadczenie usług z zakresu gastronomii, hotelarstwa i wypoczynku, a także usługi porządkowo-czystościowe, pralnicze, szkoleniowe i turystyczne	21.818.500
68.	Przedsiębiorstwo Produkcji Sorbentów i Rekultywacji ELTUR–WAPORE sp. z o.o.	ul. Środkowa 7, 59-916 Bogatynia, Polska	100,00	100,00	0000112935	produkcja sorbentów wapiennych, służących do odsiarczania spalin i fluidalnego procesu spalania węgla brunatnego w PGE Elektrownia Turów S.A.; działalność w zakresie gospodarczego wykorzystania produktów spalania; produkcja elementów budowlanych	41.771.000
69.	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe EKTO sp. z o.o.	ul. Elewatorska 17/1, 15-620 Białystok, Polska	100,00	100,00	0000062554	sprzedaż hurtowa pozostałych maszyn i urządzeń oraz usługi	900.000
70.	Przedsiębiorstwo Transportowe ELTUR-TRANS sp. z o.o.	ul. Transportowa 3, 59-916 Bogatynia, Polska	100,00	100,00	0000112997	świadczenie usług transportowych	18.681.500
71.	Przedsiębiorstwo Transportowo Sprzętowe BETRANS sp. z o.o.	ul. Św. Barbary 6, skr. pocztowa 98, 97-400 Rogowiec, poczta Bełchatów, Polska	100,00	100,00	0000134150	świadczenie usług transportu drogowego	8.773.000
72.	Przedsiębiorstwo Transportowo-Usługowe „ETRA” sp. z o.o.	ul. Elewatorska 17, 15-620 Białystok, Polska	100,00	100,00	0000022122	zarządzanie środkami transportu, wynajem sprzętu budowlano -montażowego i transportowego oraz obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych	600.000

Lp.	Firma spółki	Siedziba, kraj	Zaangażowanie kapitałowe spółek tworzących Grupę PGE (%)	Suma głosów na Zgromadzeniach należących do spółek tworzących Grupę PGE (%)	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
73.	Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne ELTUR-SERWIS sp. z o.o.	ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia 3, Polska	100,00	100,00	0000094021	świadczenie usług serwisowych, remontowych, ogólnobudowlanych i specjalistycznych ze szczególnym uwzględnieniem robót w energetyce	34.824.500
74.	Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne TOP SERWIS sp. z o.o.	ul. Młodych Energetyków 12, 59-916 Bogatynia 3, Polska	89,00	89,00	0000235488	świadczenie usług serwisu urządzeń kotłów przemysłowych i urządzeń pomocniczych, świadczenie usług maszynowych i elektrycznych, świadczenie usług ciągu technologicznego nawęglania i odpopielania	50.000
75.	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Agtel" sp. z o.o.	ul. Zagłoby 5, 22-400 Zamość, Polska	70,62	70,62	0000016126	świadczenie usług w zakresie robót ogólnobudowlanych, produkcja konstrukcji metalowych i instalacji różnego typu oraz prace instalacyjne	651.875
76.	RAMB sp. z o.o.	Piaski 2 skr. pocztowa 106 97-400 Bełchatów, Polska	100,00	100,00	0000166626	wytwarzanie i montaż konstrukcji stalowych, zabezpieczeń antykorozyjnych, a także roboty ogólnobudowlane i elektryczne	6.812.000
77.	Towarzystwo Gospodarcze BEWA sp. z o.o.	Piaski 4, 97-410 Kleszczów, Polska	100,00	100,00	0000208996	produkcja napojów	19.528.000
78.	Zakład Obsługi Energetyki sp. z o.o.	ul. Kuropatwińskiej 16, 95-100 Zgierz, Polska	100,00	100,00	0000194316	produkcja urządzeń dla sektora energetycznego oraz usługi serwisowe, montażowe, budowlane oraz projektowe w zakresie inżynierii energetycznej	1.319.500
79.	Zakład Usług Medycznych Dolna Odra sp. z o.o.	74-105 Nowe Czarnowo 74, Polska	100,00	100,00	0000104999	świadczenie usług w zakresie opieki zdrowotnej	1.675.000
80.	Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Żar S.A.	ul. Energetyków 9, 34-312 Międzybrodzie Bielskie, Polska	100,00	100,00	0000020222	świadczenie usługi eksploatacji i utrzymania elektrowni szczytowo-pompowej Żar oraz produkcja i sprzedaż energii elektrycznej	25.229.100
81.	Zespół Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce S.A.	38-612 Solina, Polska	100,00	100,00	0000112887	świadczenie usług eksploatacji i utrzymania majątku Elektrowni Wodnych Solina i Myczkowce oraz usług inwestorstwa zastępczego oraz usług eksploatacji Małej Elektrowni Wodnej w Myczkowcach	7.411.050

Tabela nr 2: Informacje o udziałach PGE na dzień 30 września 2009 roku w innych podmiotach, w których łączny udział Grupy PGE w kapitale przekracza 10%. Emitent ocenia, iż do dnia Prospektu informacja ta nie uległa istotnej zmianie.

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
1.	Agencja Rynku Energii S.A.	17,23		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 7,27% PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A. – 9,96%	ul. Bobrowiecka 3, 00-728 Warszawa, Polska	0000021306	prowadzenie portalu dla elektroenergetyki Cire, prowadzenie banku danych gospodarki paliwowo-energetycznej na potrzeby statystyki sektora energetycznego, monitorowanie realizacji i przygotowywanie aktualizacji polityki energetycznej	1.376.000
2.	Autostrada Wielkopolska S.A.		98,85	AWSA Holland I B.V. – 98,85%	ul. Dziadoszyńska 10, 61-248 Poznań, Polska	0000001970	budowa autostrady A-2	461.000.000
3.	AWSA Holland B.V. z siedzibą w Amsterdamie		100	AWSA HOLLAND II B.V. z siedzibą w Amsterdamie – 100%	Fred. Roeskestraat 123/I 1076 EE Amsterdam, Holandia	30168477	prowadzi działalność administracyjną związaną z budową i eksploatacją płatnej autostrady A-2	18.000 EUR
4.	AWSA Holland II B.V. z siedzibą w Amsterdamie	19,99		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 19,99%	Fred. Roeskestraat 123, 1076 EE Amsterdam, Holandia	30168473	prowadzi działalność administracyjną związaną z budową i eksploatacją płatnej autostrady A-2	18.000 EUR
5.	Bełchatowsko-Kleszczowski Park Przemysłowo-Technologiczny sp. z o.o.	16,22		PGE Elektrownia Bełchatów S.A. – 8,11% PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów S.A. – 8,11%	ul. Ciepłownicza 5, 97-400 Bełchatów, Polska	0000199407	obróbka metali i nakładanie powłok na metale, doradztwo i szkolenie w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania, wynajem nieruchomości	10.545.500
6.	E-Connections S.A.	49,47		Exatel S.A. – 49,47%	ul. Przemysłowa 30, 00-450 Warszawa, Polska	0000007522	transmisja danych i teleinformatyka, usługi internetowe *spółka nie prowadzi działalności*	500.000
7.	Ekologiczne Projekty Energetyczne MADEX sp. z o.o.	50,71		PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A. – 50,71%	aleja Wojska Polskiego 33, 65-077 Zielona Góra, Polska	0000125473	projektowanie, generalna realizacja, modernizacja oraz wyposażenie i uruchamianie budowli hydroenergetycznych oraz serwis montowanych urządzeń	140.000
8.	ELECTRA Slovakia s.r.o.	100,00		PGE Electra S.A. – 100%	Lazaretska 8, 81108 Bratislava, Słowacja	38193/B	obrót energią elektryczną	2.000.000 SKK
9.	Elektrociepłownia Bio-Ekologiczna Szczytno sp. z o.o. w likwidacji	100,00		Bio-Energia ESP sp. z o.o. – 100%	ul. Polska 38, 12-100 Szczytno, Polska	0000251118	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz wykonywanie instalacji dla energetyki	100.000

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
10.	Elektrownia Wiatrowa Gniewino sp. z o.o.	100,00		Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A. – 100%	Czymanowo, 84-250 Gniewino, Polska	0000258407	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	14.000.000
11.	Elektrownia Wiatrowa Resko sp. z o.o.	50		PGE Energia Odnawialna S.A. – 50%	Czymanowo, 84-250 Gniewino, Polska	0000253570	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	3.000.000
12.	ELKOM sp. z o.o.	47,89		PGE Elektrownia Opole S.A. – 47,89%	ul. Norweska 11, 46-021 Brzezie k. Opola, Polska	0000005121	zarządzanie i administrowanie nieruchomościami, uzdatnianie i dystrybucja wody, wynajem lokali, odbiór odpadów, sprzątanie terenów, przesyłania, dystrybucji i obrotu ciepłem	106.500
13.	ELTRANS sp. z o.o.	40		PGE Elektrownia Opole S.A. – 40%	46-021 Brzezie k. Opola, Polska	0000133588	sprzedaż pojazdów mechanicznych, obsługa i naprawa pojazdów mechanicznych, sprzedaż części i paliw do pojazdów mechanicznych, transport drogowy	50.880
14.	Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe ENERGO-UTECH S.A.	50		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 50%	ul. Pietrusińskiego 6 61-418 Poznań, Polska	0000033439	działalność usługowa w zakresie wydzierżawiania i leasingowania lub udostępniania w innej formie składników majątku trwałego dla firm z sektora energetycznego	2.400.000
15.	Energetyk SPA sp. z o.o.	100,00		PGE Dystrybucja Rzeszów sp. z o.o. – 99,96% PGE Elektrociepłownia Rzeszów S.A. – 0,04%	ul. Piwarskiego 26, 38-440 Iwonicz-Zdrój, Polska	0000289880	świadczenie usług hotelarskich, wypoczynkowych i rekreacyjnych	28.000.000
16.	Energetyka Wisłosan sp. z o.o.	19,65		PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny S.A. – 19,65%	ul. Szypowskiego 1, 39-460 Nowa Dęba, Polska	0000126982	dystrybucja i sprzedaż energii elektrycznej	15.265.000
17.	Energotest-Diagnostyka sp. o.o.	26		PGE Elektrownia Opole S.A. – 26%	46-021 Brzezie, k. Opola, Polska	0000205444	działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy oraz konserwacji silników i turbin	50.000
18.	Energo-Tramp sp. z o.o. w likwidacji		45	Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki Energopomiar sp. z o.o. – 45%	ul. Pocztowa 1a, 70-365 Szczecin, Polska	RHB 2854	usługi turystyczne	4.000
19.	Eolica Wojciechowo sp. z o.o.	50		PGE Energia Odnawialna S.A. – 35% Elektrownia Wodna Żarnowiec S.A. – 15%	Czymanowo, 84-250 Gniewino, Polska	0000223528	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	50.000

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
20.	EPO sp. z o.o.	50		PGE Elektrownia Opole S.A. – 50%	ul. Sienkiewicza 3a, 45-037 Opole, Polska	0000029697	sprzedaż hurtowa odpadów i złomu; przetwarzanie odpadów niemetalowych; produkcja masy betonowej; działalność usługowa związana z uprawami rolnymi; produkcja wyrobów tartacznych; wynajem maszyn i urządzeń rolniczych; wynajem pozostałych środków transportu lądowego; gospodarowanie odpadami	550.000
21.	International Broadband Network sp. z o.o. w likwidacji	100,00		E-Telbank sp. z o.o. – 74,75% Exatel S.A. – 25,25%	ul. Perkuna 47, 04-164 Warszawa, Polska	0000057516	pośrednictwo w zakresie sprzedaży usług telekomunikacyjnych, (spółka nie prowadzi działalności)	1.188.000
22.	Info GT sp. z o.o.		100	Towarowa Giełda Energii S.A. – 100%	ul. Poleczki 23 bud. H, 02-822 Warszawa, Polska	0000169685	informatyczna obsługa podmiotów gospodarczych z ukierunkowaniem na rynek energii elektrycznej	264.000
23.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.		49	Towarowa Giełda Energii S.A. – 49%	al. Jana Pawła II 80/F35, 00-175 Warszawa, Polska	0000321809	dokonywanie rozliczenia i rozrachunku transakcji zawieranych na rynkach prowadzonych przez spółki prowadzące giełdy towarowe, w ramach którego wykonuje zadania giełdowej izby rozrachunkowej zgodnie z ustawą o giełdach towarowych	5.000.000
24.	KE Dolna Odra sp. z o.o.	45,71		PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – 45,71%	74-105 Nowe Czarnowo 52A, Polska	0000064130	usługi w zakresie zagospodarowania produktów spalania węgla	70.000
25.	LABUD sp. z o.o.		100	KE Dolna Odra sp. z o.o. – 100%	ul. Kapitańska 2, 71-602 Szczecin, Polska	0000189687	analizy popiołów, mieszanek betonowych	50.000
26.	Lhoist OPOLWAP S.A.	19,54		PGE Elektrownia Turów S.A. – 19,54%	ul. Świerczewskiego 5, 46-050 Tarnów Opolski, Polska	0000055906	produkcja wapna i wyrobów wapienniczych	19.217.640
27.	LABTAR sp. z o.o.		32	Lhoist OPOLWAP S.A. – 32%	ul. Św. Jacka 12 46-050 Tarnów Opolski	0000109304	produkcja wyrobów powstałych w wyniku mechanicznej przeróbki skał wapiennych	3.300.000
28.	Mega sp. z o.o.	14,72		PGE Energia Odnawialna S.A.– 14,72%	37-124 Kraczkowa, Kraczkowa 1125, Polska	0000208924	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	3.395.600
29.	Ośrodek Wypoczynkowo-Szkoleniowy „Energetyk" sp. z o.o.	100,00		PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja sp. z o.o. – 100%	ul. Staszica 10-12, 26-200 Końskie, Sielpia Wielka, Polska	0000141387	działalność hotelarska i turystyczno -wypoczynkowa oraz organizacja szkoleń, narad, konferencji, zjazdów, sympozjów	292.000

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
30.	Pensjonat Dychów sp. z o.o.	100,00		PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A. – 100%	Dychów 4, 66-626 Bobrowice, Polska	0000123869	świadczenie usług hotelarskich, gastronomicznych, rekreacji, organizacji konferencji	245.000
31.	Polkomtel S.A.	21,85		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 21,85%	ul. Postępu 3, 02-676 Warszawa, Polska	0000020908	usługi telekomunikacyjne	2.050.000.000
32.	Polskie Elektrownie Gazowe sp. z o.o. w likwidacji	51,52		PGE Energia Odnawialna S.A. – 51,52%	ul. Ogrodowa 59A, 00-876 Warszawa, Polska	0000090169	produkcja i sprzedaż ciepła oraz energii elektrycznej oraz działalność konsultingowa	2.500.000
33.	Pracownicze Towarzystwo Emerytalne Nowy Świat S.A.	75,22		PGE Elektrownia Opole S.A. – 37,602% PGE Elektrownia Turów S.A. – 37,602% PGE Górnictwo i Energetyka S.A. – 0,002% Przedsiębiorstwo Handlowo-Usługowe GLOBAL -TUR sp. z o.o. – 0,002% Centrum Medyczne sp. z o.o. – 0,002% Przedsiębiorstwo Transportowe ELTUR-TRANS sp. z o.o. – 0,002% Przedsiębiorstwo Produkcji Sorbentów i Rekultywacji ELTUR-WAPORE sp. z o.o. – 0,002% Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne ELTUR-SERWIS sp. z o.o. – 0,002% Energo Inwest Broker S.A. – 0,002% Zespół Elektrowni Wodnych Porąbka-Żar S.A. – 0,002%	ul. Wołoska 18 02-675 Warszawa, Polska	0000019374	odpłatne zarządzanie i reprezentowanie pracowniczego funduszu emerytalnego	500.000
34.	PROZEL-Lublin sp. z o.o.	23,38		PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne S.A. – 23,38%	ul. Długa 5/35, 20-346 Lublin, Polska	0000077022	projektowanie dla budownictwa i energetyki	180.900

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
35.	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej S.A.	34,93		PGE Elektrownia Turów S.A. – 34,93%	ul. Daszyńskiego 29, 59-920 Bogatynia, Polska	0000097505	przesył i obrót energią cieplną	28.928.600
36.	Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej sp. z o.o.	13,08		PGE Elektrownia Bełchatów S.A. – 13,08%	ul. Wojska Polskiego 132, 97-400 Bełchatów, Polska	0000119214	świadczenie usług w zakresie dystrybucji ciepła do celów grzewczych oraz wody użytkowej	42.209.000
37.	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe i Usługowe AGAVIS S.A.		11,11	PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz S.A. – 11,11%	ul Toruńska 282, 85-831 Bydgoszcz, Polska	0000165834	towarowy transport drogowy pojazdów specjalizowanych, zagospodarowanie i obrót odpadów produkcyjnych oraz surowców	504.000
38.	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Usługowe MEDIA-SERWIS DYCHÓW sp. z o.o.	100,00		PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów S.A. – 100%	Dychów 6A, 66-627 Bobrowice, Polska	0000100865	usługi zagospodarowania terenów zieleni, sprzątanie i czyszczenie obiektów oraz dystrybucja ciepła	150.000
39.	Przedsiębiorstwo Robót Remontowych „El-Gor" sp. z o.o.	34,00		PGE Elektrociepłownia Gorzów S.A. – 34%	ul. Energetyków 6, 66-400 Gorzów Wlkp., Polska	0000153436	prowadzenie działalności remontowej, wytwórczej i usługowo-handlowej w zakresie: montażu, konserwacji, remontów, uruchamiania i utrzymania w dyspozycyjności urządzeń i maszyn energetycznych, elektroenergetycznych, elektrycznych i cieplnych, sieci elektroenergetycznych, urządzeń i układów aparatury kontrolno-pomiarowej i automatyki elektroenergetycznej	50.000
40.	Przedsiębiorstwo Robót Remontowych „ENERGOREM" sp. z o.o.	34		PGE Elektrociepłownia Gorzów S.A. – 34%	ul. Energetyków 6, 66-400 Gorzów Wlkp., Polska	0000180907	działalność usługowa w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji wytwornic pary, silników i turbin, maszyn ogólnego przeznaczenia, elektrycznej aparatury rozdzielczej i sterowniczej, produkcja i instalowanie konstrukcji metalowych, wykonywanie robót ogólno-budowlanych w zakresie obiektów liniowych: rurociągów, linii elektroenergetycznych, elektrotrakcyjnych i telekomunikacyjnych, wykonywanie robót budowlanych murarskich	100.000
41.	Przedsiębiorstwo Wielobranżowe „Atex" sp. z o.o.	43,83%		PGE Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. – 43,83%	ul. Hrubieszowska 173, 22-400 Zamość, Polska	0000049465	wytwarzanie ciepła	19.520.450

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
42.	SGB-Trans-Leasing Polskie Towarzystwo Leasingowe sp. z o.o.		49,99	Energetyczne Towarzystwo Finansowo-Leasingowe ENERGO-UTECH S.A. – 49,99%	ul. Winklera 1, 60-246 Poznań, Polska	0000030473	usługi leasingowe, doradztwo w zakresie inżynierii finansowej	1.000.000
43.	SwePol Link AB	49		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 49%	Box 526 162 15 Vallingby Stockholm, Szwecja	556530-9829	spółkę powołano w celu zbudowania i obsługi bezpośredniego połączenia prądu stałego o mocy 600 MW między Polską a Szwecją. Działalnością Spółki jest przesył energii elektrycznej	6.000.000 SEK
44.	Swe-Pol Link Poland sp. z o.o.		100	SwePol Link AB – 100%	Al. Jerozolimskie 56c, 00-803 Warszawa, Polska	0000028925	import-eksport energii elektrycznej kablem prądu stałego Polska-Szwecja	50.000
45.	Telewizja Familijna S.A. w upadłości	11,96		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 11,96%	ul. Cybernetyki 7, 02-677 Warszawa, Polska	0000026799	tworzenie i realizacja audycji dla programu TV Plus	1.840.000
46.	Telmatik Polska sp. z o.o.	49		Exatel S.A. – 49%	ul. Perkuna 47, 04-164 Warszawa, Polska	0000010253	serwis bankomatów *spółka nie powadzi działalności*	900.000
47.	TeNet 7 sp. z o.o. w likwidacji	90,00		Exatel S.A. – 90%	ul. Perkuna 47, 04-164 Warszawa, Polska	0000157339	świadczenie usług serwisowych sieci telekomunikacyjnych – spółka nie prowadzi działalności, złożono wniosek o wykreślenie z KRS	50.000
48.	Tetra System Polska S.A. w likwidacji	14		Exatel S.A. – 14%	ul. Wawelska 15b, 02-034 Warszawa, Polska	0000179797	teleinformatyka, usługi w zakresie produkcji i konserwacji nadajników, spółka nie rozpoczęła działalności operacyjnej	1.000.000 (opłacone 25% kapitału)
49.	Towarowa Giełda Energii S.A.	21,0172		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 10% PGE Elektrownia Opole S.A. – 10% PGE Elektrownia Bełchatów S.A. – 1,0172%	ul. Poleczki 23 bud. H, 02-822 Warszawa, Polska	0000030144	prowadzenie nieobligatoryjnego rynku energii elektrycznej w Polsce	14.500.000
50.	Wind 1 Koszalin sp. z o.o.	50		PGE Energia Odnawialna S.A. – 50%	ul. Zwycięstwa 155 lok. 2, 75-605 Koszalin, Polska	0000210261	wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej	450.000
51.	Zakład Pomiarowo-Badawczy Energetyki „Energopomiar –Elektryka" sp. z o.o.		38	Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki Energopomiar sp. z o.o. – 38%	ul. Świętokrzyska 2, 44-101 Gliwice, Polska	0000134174	działalność badawczo-rozwojowa, pomiarowa, konsultingowa w sektorze energetycznym	744.000

Lp.	Firma spółki	Zaangażowanie przekraczające 10% kapitału zakładowego/głosów na Zgromadzeniu spółek Grupy PGE (%)	Zaangażowanie kapitałowe spółek, w których spółki z Grupy PGE posiadają ponad 10% kapitału zakładowego (%)	Akcjonariusz/ Wspólnik powiązany kapitałowo ze spółkami z Grupy PGE	Adres	Nr rejestru	Podstawowy, rzeczywisty przedmiot działalności	Kapitał zakładowy PLN
52.	Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki Energopomiar sp. z o.o.	35,29		PGE Elektrownia Turów S.A. – 7,36% PGE Elektrownia Bełchatów S.A. – 7,36% PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra S.A. – 7,36% PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 13,21%	gen. J. Sowińskiego 3, skr. poczt. 402, 44-100 Gliwice, Polska	0000032279	świadczenie usług w zakresie instalowania, naprawy i konserwacji urządzeń oraz prace badawczo-rozwojowe	5.384.900
53.	Zamojska Spółka Elektroenergetyczna sp. z o.o. w likwidacji	51,00		PGE Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. – 51,00%	ul. Koźmiana 1, 22-400 Zamość, Polska	0000083558	budowa źródeł wytwarzania energii elektrycznej w skojarzeniu	870.000
54.	Zamojskie Przedsiębiorstwo Usługowo-Produkcyjne „Energozam" sp. z o.o.	42,59		PGE Zamojska Korporacja Energetyczna S.A. – 42,59%	ul. Zagłoby 5, 22-400 Zamość, Polska	0000037285	sprzedaż i legalizacja liczników energii elektrycznej, sprzedaż samochodów osobowych	1.517.925
55.	Elektrownia Turów B.V.	100,00		PGE Elektrownia Turów S.A. – 100%	Locatellikade 1, 1076 AZ Amsterdam, Holandia	1130893	emitowanie obligacji i innych papierów wartościowych, udzielanie pożyczek i gwarancji, finansowanie spółek	2.001.001 EUR
56.	Bogatyńsko-Zgorzelecki Park Przemysłowo-Technologiczny „Turów Park" sp. z o.o.	82,80		PGE Elektrownia Turów S.A. – 41,4% PGE KWB Turów S.A. – 41,4%	ul. Elizy Orzeszkowej 2, 59-900 Zgorzelec, Polska	0000308178	pobudzenia rozwoju nowoczesnych gałęzi przemysłu oraz transfer technologii	1.810.000
57.	Zakład Usług Profilaktyczno -Leczniczych MEGAVITA sp. z o.o.	58,00		PGE Elektrownia Opole S.A. – 58%	46-021 Brzezie k. Opola, Polska	0000172166	świadczenie usług w zakresie opieki zdrowotnej	50.000
58.	PGE Inwest sp. z o.o.	100,00		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. – 100%	ul. Mysia 2, 00-496 Warszawa, Polska	141960191	zarządzanie holdingiem	50.000
59.	Przedsiębiorstwo Wulkanizacji Taśm i Produkcji Wyrobów Gumowych BESTGUM POLSKA sp. z o.o.	100,00		PGE KWB Bełchatów S.A. – 100%	ul. Św. Barbary 3, 97-427 Rogowiec, Polska	0000335577	usługi na rzecz kopalni w zakresie wulkanizacji	16.784.000

XXVIII. DEFINICJE

O ile z kontekstu nie wynika inaczej, w całym dokumencie obowiązują następujące definicje:

„Akcje Istniejące”	Wszystkie akcje PGE istniejące według stanu na dzień Prospektu, tj. 1.470.576.500 akcji zwykłych na okaziciela serii A o wartości nominalnej 10 PLN każda
„Akcje Nowej Emisji”, „Akcje Oferowane”	Do 259.513.500 akcji zwykłych na okaziciela serii B o wartości nominalnej 10 PLN każda, które zostaną przez PGE wyemitowane na podstawie Uchwały Emisyjnej i które będą przedmiotem Oferty Publicznej przeprowadzanej na podstawie Prospektu. Spółka, w porozumieniu z Menedżerami Oferty, podejmie decyzję o ostatecznej liczbie Akcji Oferowanych w Ofercie Publicznej, z podziałem na Inwestorów Indywidualnych i Inwestorów Instytucjonalnych, do dnia rozpoczęcia przyjmowania zapisów od Inwestorów Instytucjonalnych
„Akcje”	Akcje Istniejące oraz, o ile z kontekstu nie wynika co innego, Akcje Oferowane (według stanu po ich wyemitowaniu)
„Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych”	Amerykańska Ustawa o Papierach Wartościowych z 1933 roku, z późn. zm. (*Securities Act of 1933*)
„ARE”	Agencja Rynku Energii Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
„biomasa”	Stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej oraz leśnej, przemysłu przetwarzającego ich produkty, a także części pozostałych odpadów, które ulegają biodegradacji, a w szczególności surowce rolnicze
„CCS”	(*Carbon Capture and Storage*) zespół technologii służących do wychwytywania i podziemnego magazynowania CO_2 ze spalin powstających w wyniku spalania paliw kopalnych
„CDM”	Mechanizm Czystego Rozwoju (*Clean Development Mechanisms*); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 12 Protokołu z Kioto
„Cena Emisyjna”	Cena emisyjna Akcji Oferowanych ustalana oddzielnie dla Inwestorów Instytucjonalnych oraz Inwestorów Indywidualnych. Cena emisyjna Akcji Oferowanych dla Inwestorów Instytucjonalnych może być wyższa od ceny emisyjnej Akcji Oferowanych dla Inwestorów Indywidualnych
„Cena Maksymalna”	Cena, po jakiej przyjmowane będą zapisy od Inwestorów Indywidualnych wynosząca 23,00 złotych
„CER”	Jednostki poświadczonej redukcji emisji
„CHF”	Frank szwajcarski, jednostka walutowa obowiązująca na terenie Konfederacji Szwajcarskiej
„CO_2”	Dwutlenek węgla
„Czynniki Ryzyka”	Ryzyka opisane w Rozdziale II Prospektu, z którymi powinien dokładnie zapoznać się inwestor przed podjęciem decyzji o inwestycji w Akcje Oferowane
„Dyrektywa LCP”	Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 roku w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (Dz.U. UE L. z 2001 roku, Nr 309, str. 1)
„Dyrektywa 2001/81/WE”	Dyrektywa 2001/81/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 roku w sprawie krajowych poziomów emisji dla niektórych rodzajów zanieczyszczenia powietrza (Dz.U. UE L. z 2001 roku, Nr 309, str. 22)
„Dyrektywa 2003/54/WE”	Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 roku dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE (Dz.U. UE L. z 2003 roku, Nr 176, str. 37, z późn. zm.)
„Dyrektywa CCS”	Projekt Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie geologicznego składowania CO_2 oraz zmieniającej dyrektywy Rady 85/337/EWG, 96/61/WE, dyrektywy 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2006/12/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006 zgodny ze Stanowiskiem Parlamentu Europejskiego przyjętym w pierwszym czytaniu w dniu 17 grudnia 2008 roku
„Dyrektywa energetyczna”	Dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 roku w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (Dz.U. UE L. z 2003 roku, Nr 283, poz. 51)

„Dyrektywa ETS”	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 roku ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (Dz.U. UE L. z 2003 roku, Nr 275, str. 32)
„Dyrektywa IED”	Zgłoszony przez Komisję Europejską wniosek dot. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) [COM (2007) 843 wersja ostateczna] [SEK (2007) 1679] [SEK (2007) 1682], Nr CELEX: 52007PC0844
„Dyrektywa IPPC”	Dyrektywa 2008/1/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 15 stycznia 2008 roku dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (Dz.U. UE L. z 2008 roku, Nr 24, str. 8)
„Dyrektywa o Prospekcie”	Dyrektywa 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 4 listopada 2003 roku w sprawie prospektu emisyjnego publikowanego w związku z publiczną ofertą lub dopuszczeniem do obrotu papierów wartościowych i zmieniająca Dyrektywę 2001/34/WE (Dz.U. UE L. z 2003 roku, Nr 345, str. 64, z późn. zm.)
„Dystrybucja”	Obszar działalności PGE, który obejmuje dystrybucję energii elektrycznej
„Dz.U. UE”	Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej
„Dz.U.”	Dziennik Ustaw Rzeczypospolitej Polskiej
„EC Gorzów”	PGE Elektrociepłownia Gorzów Spółka Akcyjna z siedzibą w Gorzowie Wielkopolskim (poprzednio: Elektrociepłownia „Gorzów” Spółka Akcyjna z siedzibą w Gorzowie Wielkopolskim)
„EC Kielce”	PGE Elektrociepłownia Kielce Spółka Akcyjna z siedzibą w Kielcach (poprzednio: „Elektrociepłownia Kielce” Spółka Akcyjna z siedzibą w Kielcach)
„EC Lublin-Wrotków”	PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Lublinie (poprzednio: Elektrociepłownia Lublin-Wrotków spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Lublinie)
„EC Pomorzany”	Elektrownia Pomorzany, jedno z trzech źródeł własnych ZEDO
„EC Rzeszów”	PGE Elektrociepłownia Rzeszów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rzeszowie (poprzednio: Elektrociepłownia Rzeszów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rzeszowie)
„EC Szczecin”	Elektrownia Szczecin, jedno z trzech źródeł własnych ZEDO
„Elektrownia Bełchatów”	PGE Elektrownia Bełchatów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rogowcu (poprzednio: BOT Elektrownia Bełchatów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rogowcu)
„Elektrownia Dolna Odra”	Jedno z trzech źródeł własnych ZEDO
„Elektrownia Opole”	PGE Elektrownia Opole Spółka Akcyjna z siedzibą w Brzeziu koło Opola (poprzednio: BOT Elektrownia Opole Spółka Akcyjna z siedzibą w Brzeziu koło Opola)
„Elektrownia Turów”	PGE Elektrownia Turów Spółka Akcyjna z siedzibą w Bogatyni (poprzednio: BOT Elektrownia Turów Spółka Akcyjna z siedzibą w Bogatyni)
„elektrownie szczytowo-pompowe”	Szczególny rodzaj elektrowni wodnych, magazynujących energię elektryczną w postaci energii potencjalnej wody pompowanej do górnego zbiornika
„Emitent”, „Spółka”, „PGE”	PGE Polska Grupa Energetyczna Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, do dnia 25 października 2007 roku działająca pod firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne Spółka Akcyjna
„Energetyka Boruta”	Energetyka-Boruta spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Zgierzu
„Energetyka Odnawialna”	Obszar działalności PGE, który obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych
„EOG”	Europejski Obszar Gospodarczy, strefa wolnego handlu obejmująca kraje Unii Europejskiej i Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (z wyjątkiem Szwajcarii)
„ERU”	Jednostki redukcji emisji
„ETS”	Europejski Trybunał Sprawiedliwości, jeden z organów głównych Wspólnot Europejskich, pełniący funkcję sądu międzynarodowego, konstytucyjnego i administracyjnego. W skład ETS wchodzi 27 sędziów, mianowanych przez każde Państwo Członkowskie

„EUA”	(*European Union Allowances*) zbywalne prawa do emisji CO_2; jedno EUA uprawnia do emisji jednej tony CO_2
„EU ETS”	(*European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme*) wspólnotowy system handlu emisjami. Zasady jego funkcjonowania określa Dyrektywa ETS, zmieniona Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (Dz.U.UE L z 5.6.2009, Nr 140, str. 63-87)
„EUR”	Euro, jednostka walutowa obowiązująca w krajach Europejskiej Unii Walutowej
„Exatel”	Exatel Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
„generacja wymuszona”, „GWS”	Wytwarzanie energii elektrycznej wymuszone jakością i niezawodnością pracy KSE. Dotyczy jednostek wytwórczych, w których generacja jest wymuszona technicznymi ograniczeniami działania systemu elektroenergetycznego lub koniecznością zapewnienia odpowiedniej jego niezawodności
„GJ”	Gigadżul, jednostka pracy/ciepła w układzie SI, 1 GJ = 1000/3,6 kWh = około 278 kWh
„GPW”, „Giełda”	Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie oraz, o ile z kontekstu nie wynika co innego, rynek regulowany prowadzony przez tę spółkę (rynek podstawowy GPW)
„GPZ”	Główny punkt zasilania, rodzaj stacji elektroenergetycznej służącej do przetwarzania i rozdziału lub wyłącznie do rozdziału energii elektrycznej
„Grupa Kapitałowa”, „Grupa Kapitałowa Emitenta”, „Grupa PGE”, „Grupa”	Emitent wraz ze Spółkami Zależnymi
„grupa taryfowa”	Grupa odbiorców pobierających energię elektryczną lub ciepło lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną lub ciepło, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania
„Grupa Wydobywczo-Wytwórcza”, „GWW”	Grupa PGE GiE, ZEDO, EC Gorzów, EC Rzeszów, EC Lublin-Wrotków, EC Kielce, ZEC Bydgoszcz
„GUS”	Główny Urząd Statystyczny
„GW”	Gigawat, jednostka mocy w układzie SI, 1 GW = 10^9 W
„GWe”	Gigawat mocy elektrycznej
„GWt”	Gigawat mocy cieplnej
„IGCC”	Technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (*Integrated Gasification Combined Cycle*)
„Inwestorzy Indywidualni”	Inwestorzy, będący osobami fizycznymi, uprawnieni do składania zapisów na Akcje Oferowane na zasadach określonych w Prospekcie
„Inwestorzy Instytucjonalni”	Inwestorzy uprawnieni do udziału w budowie księgi popytu oraz do składania zapisów na Akcje Oferowane, którzy otrzymali zaproszenie odpowiednio do udziału w budowie księgi popytu lub składania zapisów na Akcje Oferowane od Menedżerów Oferty; inwestorami instytucjonalnymi w rozumieniu Prospektu są osoby prawne oraz firmy zarządzające aktywami na zlecenie działające w imieniu i na rachunek osób prawnych lub fizycznych
„Inwestorzy Kwalifikowani”	Inwestorzy kwalifikowani w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt e) Dyrektywy o Prospekcie
„IRiESP”	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, do opracowania której jest obowiązany, zgodnie z Prawem Energetycznym, operator systemu przesyłowego; instrukcje opracowywane dla sieci elektroenergetycznych określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci; część instrukcji, która dotyczy bilansowania systemu przesyłowego i zarządzania ograniczeniami systemowymi, wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia jest przedkładana Prezesowi URE do zatwierdzenia w drodze decyzji

„Istotne Spółki Zależne”	Następujące spółki, względem których Emitent posiada status spółki dominującej w rozumieniu art. 4 § 1 pkt 4 KSH, uznane przez Zarząd za mające istotne znaczenie dla działalności i wyników finansowych Grupy PGE: PGE Elektrociepłownia Kielce Spółka Akcyjna (EC Kielce) PGE Elektrownia Bełchatów Spółka Akcyjna (Elektrownia Bełchatów) PGE Elektrownia Opole Spółka Akcyjna (Elektrownia Opole) PGE Elektrownia Turów Spółka Akcyjna (Elektrownia Turów) PGE Górnictwo i Energetyka Spółka Akcyjna (PGE GiE) PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów Spółka Akcyjna (KWB Bełchatów) PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Turów Spółka Akcyjna (KWB Turów) PGE Elektrociepłownia Gorzów Spółka Akcyjna (EC Gorzów) PGE Elektrociepłownia Lublin-Wrotków Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (EC Lublin-Wrotków) PGE Elektrociepłownia Rzeszów Spółka Akcyjna (EC Rzeszów) PGE Energia Odnawialna Spółka Akcyjna (PGE Energia Odnawialna) PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne Spółka Akcyjna (LUBZEL) PGE Dystrybucja LUBZEL Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (LUBZEL Dystrybucja) PGE Łódzki Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna (ŁZE) PGE Dystrybucja Łódź Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ŁZE Dystrybucja) PGE Dystrybucja Rzeszów Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (RZE Dystrybucja) PGE Energia Spółka Akcyjna (PGE Energia) PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna (RZE) PGE Electra Spółka Akcyjna (PGE Electra) PGE Zakład Energetyczny Białystok Spółka Akcyjna (ZEB) PGE ZEŁT Obrót Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ZEŁT-Obrót) PGE Dystrybucja Łódź – Teren Spółka Akcyjna (ZEŁT) PGE Zakład Energetyczny Warszawa – Teren Spółka Akcyjna (ZEW-T) PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Spółka Akcyjna (ZEORK) PGE Zamojska Korporacja Energetyczna Spółka Akcyjna (ZKE) PGE Dystrybucja Białystok Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ZEB Dystrybucja) PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ZEORK Dystrybucja) PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz Spółka Akcyjna (ZEC Bydgoszcz) PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra Spółka Akcyjna (ZEDO) PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów Spółka Akcyjna (ZEW Dychów) PGE Dystrybucja Warszawa – Teren Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ZEW-T Dystrybucja) PGE Dystrybucja Zamość Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością (ZKE Dystrybucja) Exatel Spółka Akcyjna (Exatel)
„jednostka wytwórcza”	Opisany przez dane techniczne i handlowe wyodrębniony zespół urządzeń należących do przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła i wyprowadzenia mocy
„JI”	Wspólne Wdrożenia (*Joint Implementation*); jeden z tzw. mechanizmów elastycznych wprowadzonych przez art. 6 Protokołu z Kioto
„KC”	Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 roku Kodeks cywilny (Dz.U. z 1964 roku, Nr 16, poz. 93, z późn. zm.)
„KDPW”	Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie oraz, o ile z kontekstu nie wynika co innego, depozyt papierów wartościowych prowadzony przez tę spółkę
„KDT”	Kontrakty długoterminowe na zakup mocy i energii elektrycznej zawarte między Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. a wytwórcami energii elektrycznej w latach 1994-2001
„KH”	Rozporządzenie Prezydenta Rzeczypospolitej z dnia 27 czerwca 1934 roku – Kodeks Handlowy (Dz.U. z 1934 roku Nr 57, poz. 502, z późn. zm.)
„KNF”	Komisja Nadzoru Finansowego
„kogeneracja”	Równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego
„Komisja Europejska”	Komisja Wspólnot Europejskich, organ wykonawczy Unii Europejskiej

„KP”	Ustawa z dnia 26 czerwca 1974 roku Kodeks pracy (tekst jednolity: Dz.U. z 1998 roku, Nr 21, poz. 94, z późn. zm.)
„KPC”	Ustawa z dnia 17 listopada 1964 roku Kodeks postępowania cywilnego (Dz.U. z 1964 roku, Nr 43, poz. 296, z późn. zm.)
„KPRU”	Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji, sporządzany oddzielenie dla krajowego systemu handlu uprawnieniami do emisji i dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, opracowywany przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji
„KPRU II”	Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO_2 na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji przyjęty rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 roku (Dz.U. z 2008 roku, Nr 202, poz. 1248)
„KRS”	Krajowy Rejestr Sądowy
„KSE”	Krajowy System Elektroenergetyczny, zbiór urządzeń do rozdziału, przesyłania i wytwarzania energii elektrycznej, połączonych w system umożliwiający dostawy energii elektrycznej na terenie Polski
„KSH”	Ustawa z dnia 15 września 2000 roku Kodeks spółek handlowych (Dz.U. z 2000 roku, Nr 94, poz. 1037, z późn. zm.)
„KSP”	Krajowy System Przesyłowy, zbiór urządzeń do przesyłu energii elektrycznej na terenie Polski
„Kwalifikowani Nabywcy Instytucjonalni”, „KNI”	Kwalifikowani nabywcy instytucjonalni w rozumieniu Przepisu 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
„KWB Bełchatów”	PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rogowcu (poprzednio: BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów Spółka Akcyjna z siedzibą w Rogowcu)
„KWB Turów”	PGE Kopalnia Węgla Brunatnego Turów Spółka Akcyjna z siedzibą w Bogatyni (poprzednio: BOT Kopalnia Węgla Brunatnego Turów Spółka Akcyjna z siedzibą w Bogatyni)
„kWh”	Kilowatogodzina, jednostka energii elektrycznej w układzie SI, określająca ilość energii, jaką urządzenie o mocy 1 kW zużywa w ciągu godziny, 1 kWh = 3600.000 J = 3,6 MJ
„kV”	Kilowolt, jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 kV= 10^3 V
„LUBZEL Dystrybucja”	PGE Dystrybucja LUBZEL spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Lublinie (poprzednio: LUBZEL – Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Lublinie)
„LUBZEL”	PGE Lubelskie Zakłady Energetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Lublinie (poprzednio: Lubelskie Zakłady Energetyczne Spółka Akcyjna z siedzibą w Lublinie)
„ŁZE Dystrybucja”	PGE Dystrybucja Łódź spółka z ograniczona odpowiedzialnością z siedzibą w Łodzi (poprzednio ŁZE Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Łodzi)
„ŁZE”	PGE Łódzki Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi (poprzednio Łódzki Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi)
„MIE”	Minimalna Ilość Energii
„Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej”, „MSSF”	Międzynarodowe Standardy Rachunkowości, Międzynarodowe Standardy Sprawozdawczości Finansowej oraz związane z nimi Interpretacje przyjęte rozporządzeniem Komisji Europejskiej zgodnie z Rozporządzeniem (WE) Nr 1606/2002 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 lipca 2002 roku (Dz.U. UE. L. z 2002 roku, Nr 243, str. 1), które obowiązują na pierwszy dzień okresu sprawozdawczego
„Nm^3”	Normalny metr sześcienny; jednostka rozliczeniowa spoza układu SI oznaczająca ilość suchego gazu zawartą w objętości 1 m^3 przy ciśnieniu 101.325 Pa oraz temperaturze 0°C
„moc osiągalna”	Największa moc trwała jednostki wytwórczej lub wytwórcy, utrzymywana przez wytwórcę cieplnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 15 godzin oraz przez wytwórcę wodnego w sposób ciągły w ciągu przynajmniej 5 godzin, przy znamionowych warunkach pracy, potwierdzona testami
„moc zainstalowana”	Formalna wartość mocy czynnej, zapisana w dokumentacji projektowej instalacji wytwórczej jako maksymalna możliwa do uzyskania, potwierdzona protokołami odbioru tej instalacji (wartość historyczna – niezmienna w czasie)

„MSP", „Minister Skarbu Państwa"	Minister Skarbu Państwa
„MW"	Jednostka mocy w układzie SI, 1 MW = 10^6 W
„MWe"	Megawat mocy elektrycznej
„MWt"	Megawat mocy cieplnej
„NBP"	Narodowy Bank Polski, polski bank centralny z siedzibą w Warszawie
„NO_x"	Tlenki azotu
„NWZ", „Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie"	Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie PGE
„Obrót Hurtowy"	Obszar działalności PGE, który obejmuje obrót hurtowy energią elektryczną, niektórymi paliwami i produktami powiązanymi
„odnawialne źródło energii", „OZE"	Źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątek roślinnych i zwierzęcych
„Oferta Instytucjonalna"	Oferta Akcji Oferowanych skierowana do polskich i zagranicznych Inwestorów Instytucjonalnych w ramach Oferty Globalnej
„Oferta Międzynarodowa"	Oferta prowadzona w ramach Oferty Publicznej, skierowana do Kwalifikowanych Nabywców Instytucjonalnych w Stanach Zjednoczonych Ameryki zgodnie z Przepisem 144A Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych oraz Inwestorów Instytucjonalnych poza Stanami Zjednoczonymi Ameryki (z wyłączeniem Rzeczypospolitej Polskiej) zgodnie z Regulacją S Amerykańskiej Ustawy o Papierach Wartościowych
„Oferta Publiczna", „Oferta", „Oferta Globalna"	Oferta publiczna Akcji Oferowanych przeprowadzana na podstawie Prospektu na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej
„Oferujący"	UniCredit CAIB Poland Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
„operator systemu dystrybucyjnego", „OSD"	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym gazowym albo systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
„operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego", „OSP"	Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym gazowym albo systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami gazowymi albo innymi systemami elektroenergetycznymi
„Ordynacja Podatkowa"	Ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 roku Ordynacja podatkowa (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 roku, Nr 8, poz. 60, z późn. zm.)
„Państwo Członkowskie"	Państwo będące członkiem Unii Europejskiej
„pasmo"	Pasmo (podstawa, baza, (*Base*, *baseload*)), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy w każdej godzinie doby danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
„PDA", „Prawa do Akcji"	Prawa do Akcji Oferowanych
„PGE Electra"	PGE Electra Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie (poprzednio: PSE-ELECTRA Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie)
„PGE Energia Odnawialna"	PGE Energia Odnawialna Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie (poprzednio: Elektrownie Szczytowo-Pompowe Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie)
„PGE Energia"	PGE Energia Spółka Akcyjna z siedzibą w Lublinie
„PGE GiE"	PGE Górnictwo i Energetyka Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi (poprzednio: BOT Górnictwo i Energetyka Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi)

„PKB”	Produkt krajowy brutto
„PLN”	Złoty polski, jednostka walutowa obowiązująca na terenie Rzeczypospolitej Polskiej
„POEE”	Internetowa platforma obrotu energią elektryczną prowadzona przez ELBIS Sp. z o.o., przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży, energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO_2
„POK”	Punkt obsługi klienta, który przyjmuje zapisy na Akcje Oferowane od Inwestorów Indywidualnych
„Polkomtel”	Polkomtel Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie
„prawa majątkowe”	Zbywalne i stanowiące towar giełdowy prawa wynikające ze świadectw pochodzenia dla energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii i w kogeneracji
„Prawo Budowlane”	Ustawa z dnia 7 lipca 1994 roku Prawo budowlane, (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 roku, Nr 156, poz. 1118, z późn. zm.)
„Prawo Energetyczne”	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 roku, Nr 89, poz. 625, z późn. zm.)
„Prawo Europejskie”	Całokształt porządku prawnego Wspólnot Europejskich i Unii Europejskiej
„Prawo Geologiczne i Górnicze”	Ustawa z dnia 4 lutego 1994 roku Prawo geologiczne i górnicze (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 roku, Nr 228, poz. 1947, z późn. zm.)
„Prawo Ochrony Środowiska”	Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz.U. z 2008 roku, Nr 25, poz. 150, z późn. zm.)
„Prawo Wodne”	Ustawa z dnia 18 lipca 2001 roku Prawo wodne (tekst jednolity: Dz.U. z 2005 roku, Nr 239, poz. 2019, z późn. zm.)
„Prawo Zamówień Publicznych”	Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 roku Prawo zamówień publicznych (tekst jednolity: Dz.U. z 2007 roku, Nr 223, poz. 1655, z późn. zm.)
„Prezes UOKiK”	Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
„Prezes URE”	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
„Program dla elektroenergetyki”	Dokument przyjęty w dniu 28 marca 2006 roku przez Radę Ministrów zakładający dalsze przekształcenia struktury sektora energetycznego; zastąpił on dokumenty: „Aktualizacja programu wprowadzania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Polsce” (przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 28 stycznia 2003 roku), „Program realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego” (przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 28 stycznia 2003 roku), „Aktualizacja programu realizacji polityki właścicielskiej Ministra Skarbu Państwa w odniesieniu do sektora elektroenergetycznego” (przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 7 czerwca 2005 roku)
„Projekt polityki energetycznej Polski do 2030 roku”	Projekt prognozy zapotrzebowania na paliwa i energie do 2030 roku oraz program działań wykonawczych do 2011 roku sporządzony w związku z przyjęciem przez Radę Europejską w marcu 2007 roku „Planu Działań na lata 2007-2009: Polityka Energetyczna dla Europy”. Dokument jest w fazie projektu przygotowywanego przez Ministerstwo Gospodarki
„Prospekt”	Niniejszy prospekt emisyjny
„Protokół z Kioto”	Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu z dnia 11 grudnia 1997 roku (Dz.U. z 2005 roku, Nr 203, poz. 1684), wszedł w życie 16 lutego 2005 roku
„przedsiębiorstwo zintegrowane pionowo”	Przedsiębiorstwo energetyczne lub grupa przedsiębiorstw, których wzajemne relacje są określone w art. 3 ust. 2 Rozporządzenia w sprawie Koncentracji, zajmujące się (i) w odniesieniu do paliw gazowych: przesyłaniem, lub dystrybucją, lub magazynowaniem, lub skraplaniem oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tych paliw, albo (ii) w odniesieniu do energii elektrycznej: przesyłaniem lub dystrybucją oraz wytwarzaniem lub sprzedażą tej energii
„PSE Operator”	Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie, wpisana do rejestru przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000197596; spółka wyznaczona decyzją Prezesa URE Nr DPE-47-58(5)/4988/2007/BT z dnia 24 grudnia 2007 roku na operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej na okres od dnia 1 stycznia 2008 roku do dnia 1 lipca 2014 roku

„PSR", „Polskie Standardy Rachunkowości"	Polskie Standardy Rachunkowości, obejmujące Ustawę o Rachunkowości i wydane na jej podstawie przepisy wykonawcze
„Rada Nadzorcza"	Rada Nadzorcza Emitenta
„Raport Bieżący"	Przekazywane przez Emitenta informacje bieżące sporządzone w formie i zakresie określonym w rozporządzeniu Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. z 2009 roku, Nr 33, poz. 259), ujawniające dane zgodnie z przepisami ww. rozporządzenia
„regulacyjne usługi systemowe", „RUS"	Usługi świadczone przez podmioty na rzecz operatora systemu przesyłowego, niezbędne do prawidłowego funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego, zapewniające zachowanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych
„Regulamin GPW", „Regulamin Giełdy"	Regulamin Giełdy uchwalony Uchwałą Rady Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie Nr 1/1110/2006 z dnia 4 stycznia 2006 roku z późniejszymi zmianami
„Rozporządzenie 809"	Rozporządzenie Komisji Europejskiej (WE) Nr 809/2004 z dnia 29 kwietnia 2004 roku wykonujące Dyrektywę 2003/71/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie informacji zawartych w prospektach emisyjnych oraz formy, włączenia przez odniesienie i publikacji takich prospektów emisyjnych oraz rozpowszechniania reklam (Dz.U. UE L. z 2004 roku, Nr 149, str. 1)
„Rozporządzenie o Raportach"	Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 roku w sprawie informacji bieżących i okresowych przekazywanych przez emitentów papierów wartościowych oraz warunków uznawania za równoważne informacji wymaganych przepisami prawa państwa niebędącego państwem członkowskim (Dz.U. z 2009 roku, Nr 33, poz. 259)
„Rozporządzenie Taryfowe Dotyczące Ciepła"	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz.U. z 2006 roku, Nr 193, poz. 1423)
„Rozporządzenie Taryfowe"	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2007 roku, Nr 128, poz. 895, z późn. zm.)
„Rozporządzenie w sprawie Koncentracji"	Rozporządzenie Rady (WE) Nr 139/2004 z dnia 20 stycznia 2004 roku w sprawie kontroli koncentracji przedsiębiorstw (rozporządzenie WE w sprawie kontroli łączenia przedsiębiorstw) (Dz.U. UE. L. z 2004 roku, Nr 24, str. 1)
„Rozporządzenie w sprawie Powierzenia Wykonywania Niektórych Zadań oraz Uprawnień Wspólnot"	Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 2 lipca 1990 roku w sprawie powierzenia wykonywania niektórych zadań oraz uprawnień Wspólnoty Węgla Kamiennego oraz Wspólnoty Energetyki i Węgla Brunatnego organom administracji państwowej (Dz.U. z 1990 roku Nr 46, poz. 270)
„RZE Dystrybucja"	PGE Dystrybucja Rzeszów spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Rzeszowie (poprzednio: RZE Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Rzeszowie)
„RZE"	PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna z siedzibą w Rzeszowie (poprzednio: Rzeszowski Zakład Energetyczny Spółka Akcyjna z siedzibą w Rzeszowie)
„SEK"	Korona szwedzka, jednostka walutowa obowiązująca na terenie Królestwa Szwecji
„sieć najwyższych napięć (NN)"	Sieć elektroenergetyczna o napięciu 220 kV i wyższym
„sieć niskiego napięcia (nN)"	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV
„sieć średniego napięcia (SN)"	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV
„sieć wysokiego napięcia (WN)"	Sieć elektroenergetyczna o napięciu znamionowym 110 kV
„Skarb Państwa", „Główny Akcjonariusz"	Skarb Państwa Rzeczypospolitej Polskiej
„SO_2"	Dwutlenek siarki
„Spółki Sprzedaży Detalicznej", „SSD"	Spółki zajmujące się sprzedażą energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorcy finalnego
„Spółki Zależne"	Spółki bezpośrednio i pośrednio zależne od Emitenta objęte konsolidacją przy zastosowaniu metody pełnej, w tym Istotne Spółki Zależne

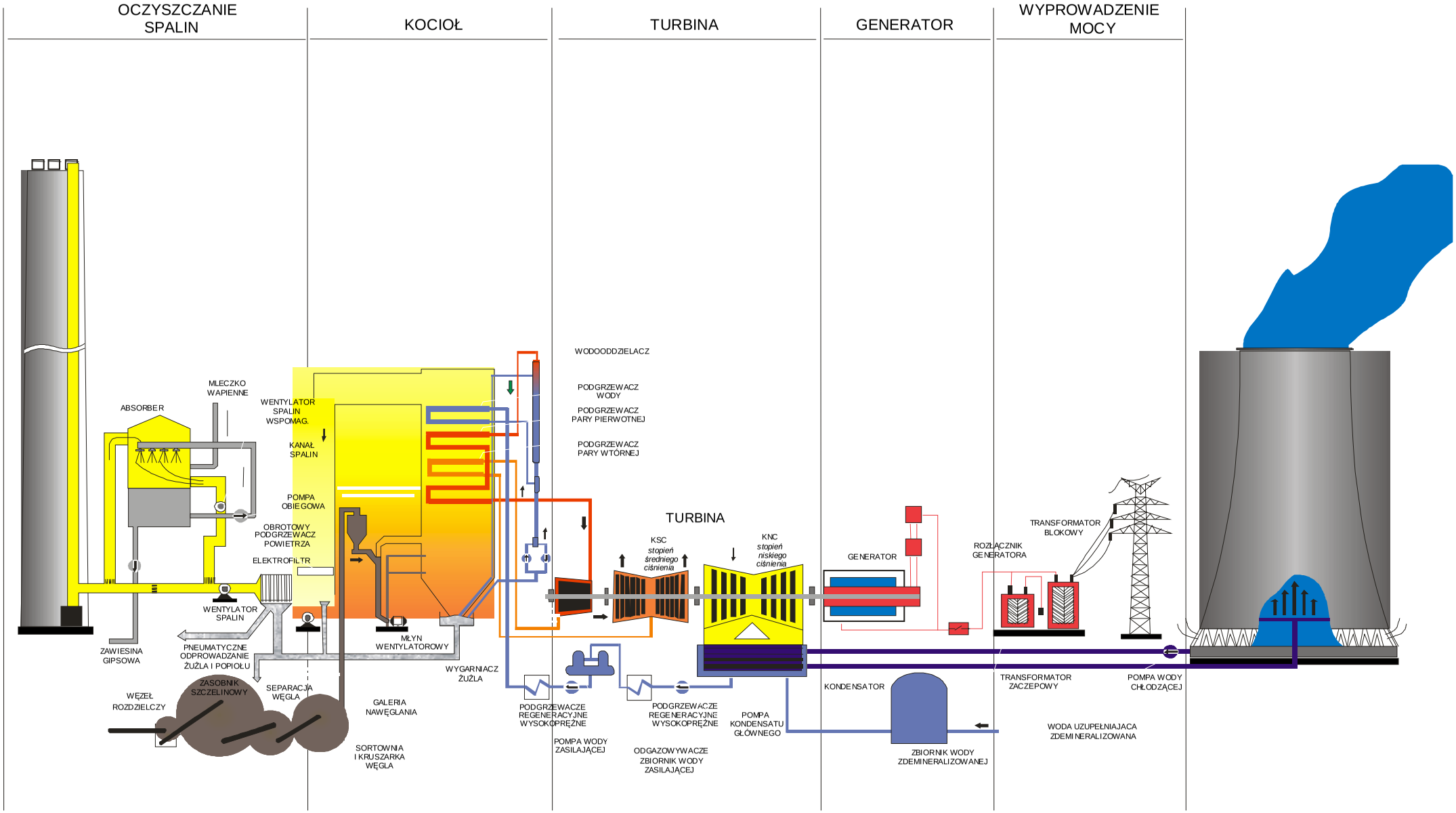
„Sprzedaż Detaliczna”	Obszar działalności PGE, który obejmuje sprzedaż detaliczną energii elektrycznej
„Statut”	Statut Emitenta
„Subemitenci”	Goldman Sachs International oraz UniCredit Bank Austria AG, które przyjmą na siebie zobowiązanie subemisyjne na podstawie Umowy Subemisyjnej
„Szczyt przedpołudniowy”, „Szczyt popołudniowy”	Przedziały godzinowe, w których występuje największe zapotrzebowanie na moc i energię elektryczną
„szczyt”	Szczyt (*Peak, peakload*), standardowy produkt na rynku energii elektrycznej, dostawa o stałej mocy realizowana od poniedziałku do piątku w każdej godzinie pomiędzy 07:00-22:00 (15 godzin standard dla rynku polskiego) lub 08:00-20:00 (12 godzin standard dla rynku niemieckiego) danego okresu, np. tygodnia, miesiąca, kwartału lub roku
„świadectwo pochodzenia z energii odnawialnej”	Dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w OZE, wydawany przez Prezesa URE
„świadectwo pochodzenia z kogeneracji”	Dokument potwierdzający wytworzenie energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, wydawany przez Prezesa URE
„taryfa OSD na rok 2008”	Opracowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zatwierdzone przez Prezesa URE zbiory cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania dla usług dystrybucji energii, obowiązujące w 2008 roku
„taryfa OSD na rok 2009”	Opracowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych oraz zatwierdzone przez Prezesa URE zbiory cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania dla usług dystrybucji energii, obowiązujące w 2009 roku
„taryfa”	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą
„TFS”	*Tradition Financial Services* platforma obrotu energią elektryczną przeznaczona do zawierania różnego rodzaju transakcji, kupna oraz sprzedaży energii konwencjonalnej, praw majątkowych, energii odnawialnej oraz uprawnień do emisji CO_2
„TGE”, „Towarowa Giełda Energii”	Towarowa Giełda Energii S.A., giełda towarowa na której przedmiotem obrotu może być energia elektryczna, paliwa ciekłe lub gazowe, gaz wydobywczy, wielkość emisji zanieczyszczeń oraz prawa majątkowe, których cena zależy bezpośrednio lub pośrednio od energii elektrycznej, paliw ciekłych lub gazowych i wielkości emisji zanieczyszczeń, dopuszczone do obrotu na giełdzie
„TPA”, „zasada TPA”	*Third Party Access*, zasada polegająca na udostępnieniu przez właściciela bądź operatora infrastruktury sieciowej stronom trzecim w celu dostarczenia towarów/usług klientom strony trzeciej
„Traktat Akcesyjny”	Traktat z dnia 16 kwietnia 2003 roku między Królestwem Belgii, Królestwem Danii, Republiką Federalną Niemiec, Republiką Grecką, Królestwem Hiszpanii, Republiką Francuską, Irlandią, Republiką Włoską, Wielkim Księstwem Luksemburga, Królestwem Niderlandów, Republiką Austrii, Republiką Portugalską, Republiką Finlandii, Królestwem Szwecji, Zjednoczonym Królestwem Wielkiej Brytanii i Irlandii Północnej (Państwami Członkowskimi Unii Europejskiej) a Republiką Czeską, Republiką Estońską, Republiką Cypryjską, Republiką Łotewską, Republiką Litewską, Republiką Węgierską, Republiką Malty, Rzecząpospolitą Polską, Republiką Słowenii, Republiką Słowacką dotyczący przystąpienia Republiki Czeskiej, Republiki Estońskiej, Republiki Cypryjskiej, Republiki Łotewskiej, Republiki Litewskiej, Republiki Węgierskiej, Republiki Malty, Rzeczypospolitej Polskiej, Republiki Słowenii i Republiki Słowackiej do Unii Europejskiej, (Dz.U. UE.L. z 2003 roku, Nr 236, poz. 17)
„TWh”	terawatogodzina, jednostka wielokrotna jednostki energii elektrycznej w układzie SI. 1 TWh to 10^9 kWh
„Uchwała Emisyjna”	Uchwała nr 2 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia z dnia 3 września 2009 roku w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki w drodze emisji Akcji Oferowanych z wyłączeniem prawa poboru dotychczasowego akcjonariusza oraz w sprawie zmiany Statutu zmieniona w dniu 6 października 2009 roku uchwałą nr 1 Nadzwyczajnego Walnego Zgromadzenia

„UCTE”	*The Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity,* organizacja koordynująca działalność połączonych, zsynchronizowanych europejskich systemów przesyłania energii elektrycznej; organizacja nie obejmuje krajów skandynawskich
„Umowa Subemisyjna”	Umowa, na mocy której Subemitenci zobowiążą się do nabycia na własny rachunek określonej liczby Akcji Oferowanych w ramach Oferty Instytucjonalnej, na które nie złożono zapisów w terminie ich przyjmowania
„*unbundling*”	Proces prawno-organizacyjnego rozdziału działalności operatorów systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego od innych rodzajów działalności takich jak wytwarzanie czy obrót energią
„UOKiK”	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
„URE”	Urząd Regulacji Energetyki
„Urząd Harmonizacji w ramach Rynku Wewnętrznego”	Urząd (*Office for Harmonization in the Internal Market*) utworzony na mocy Rozporządzenia Rady (WE) Nr 40/94 z dnia 20 grudnia 1993 roku w sprawie wspólnotowego znaku towarowego (Dz.U. UE. L. z 1994 roku, Nr 11, str. 1, z późn. zm.) odpowiedzialny za administrowanie wspólnotowym znakiem towarowym i systemami wzoru wspólnotowego
„Ustawa KDT”	Ustawa z dnia 29 czerwca 2007 roku o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. z 2007 roku, Nr 130, poz. 905, z późn. zm.)
„Ustawa Kominowa”	Ustawa z dnia 3 marca 2000 roku o wynagradzaniu osób kierujących niektórymi podmiotami prawnymi (Dz.U. z 2000 roku, Nr 26, poz. 306, z późn. zm.)
„Ustawa o Akcyzie”	Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 roku o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2009 roku, Nr 3, poz. 11)
„Ustawa o Handlu Uprawnieniami do Emisji”	Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 roku o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. z 2004 roku, Nr 281, poz. 2784)
„Ustawa o Komercjalizacji i Prywatyzacji”	Ustawa z dnia 30 sierpnia 1996 roku o komercjalizacji i prywatyzacji (tekst jednolity: Dz.U. z 2002 roku, Nr 171, poz. 1397, z późn. zm.)
„Ustawa o Nabywaniu Akcji Spółek Konsolidujących”	Ustawa z dnia 7 września 2007 roku o zasadach nabywania od Skarbu Państwa akcji w procesie konsolidacji spółek sektora elektroenergetycznego (Dz.U. z 2007 roku, Nr 191, poz. 1367)
„Ustawa o Obligacjach”	Ustawa z dnia 29 czerwca 1995 roku (tekst jednolity: Dz.U. z 2001 roku, Nr 120, poz. 1300, z późn. zm.)
„Ustawa o Obrocie”	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz.U. z 2005 roku, Nr 183, poz. 1538, z późn. zm.)
„Ustawa o Ochronie Konkurencji i Konsumentów”	Ustawa z dnia 16 lutego 2007 roku o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz.U. z 2007 roku, Nr 50, poz. 331, z późn. zm.)
„Ustawa o Ochronie Przyrody”	Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 roku o ochronie przyrody (Dz.U. z 2004 roku, Nr 92, poz. 880, z późn. zm.)
„Ustawa o Odpadach”	Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 roku o odpadach (tekst jednolity: Dz.U. z 2007 roku, Nr 39, poz. 251, z późn. zm.)
„Ustawa o Ofercie”	Ustawa z dnia 29 lipca 2005 roku o ofercie publicznej i warunkach wprowadzania instrumentów finansowych do zorganizowanego systemu obrotu oraz o spółkach publicznych (Dz.U. z 2005 roku, Nr 184, poz. 1539, z późn. zm.)
„Ustawa o Podatkach Lokalnych”	Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 roku o podatkach i opłatach lokalnych (tekst jednolity: Dz.U. z 2006 roku, Nr 121, poz. 844, z późn. zm.)
„Ustawa o Poręczeniach i Gwarancjach”	Ustawa z dnia 8 maja 1997 roku o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (tekst jednolity: Dz.U. z 2003 roku, Nr 174, poz. 1689, z późn. zm.)
„Ustawa o Rachunkowości”	Ustawa z dnia 29 września 1994 roku o rachunkowości (tekst jednolity: Dz.U. z 2002 roku, Nr 76, poz. 694, z późn. zm.)
„Ustawa o Swobodzie Działalności Gospodarczej”	Ustawa z dnia 2 lipca 2004 roku o swobodzie działalności gospodarczej (tekst jednolity: Dz.U. z 2007 roku, Nr 155, poz. 1095, z późn. zm.)
„Ustawa o Zapobieganiu i Naprawie Szkód w Środowisku”	Ustawa z dnia 13 kwietnia 2007 roku o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie (Dz.U. z 2007 roku, Nr 75, poz. 493)

„Ustawa o Zasadach Wykonywania Uprawnień Przysługujących Skarbowi Państwa”	Ustawa z dnia 8 sierpnia 1996 roku o zasadach wykonywania uprawnień przysługujących Skarbowi Państwa (Dz.U. z 1996 roku, Nr 106, poz. 493, z późn. zm.)
„Ustawa o Złotej Akcji”	Ustawa z dnia 3 czerwca 2005 roku o szczególnych uprawnieniach Skarbu Państwa oraz ich wykonywaniu w spółkach kapitałowych o istotnym znaczeniu dla porządku publicznego lub bezpieczeństwa publicznego (Dz.U. z 2005 roku, Nr 132, poz. 1108, z późn. zm.)
„Ustawa PDOF”	Ustawa z dnia 26 lipca 1991 roku o podatku dochodowym od osób fizycznych (tekst jednolity: Dz.U. z 2000 roku, Nr 14, poz. 176, z późn. zm.)
„Ustawa PDOP”	Ustawa z dnia 15 lutego 1992 roku o podatku dochodowym od osób prawnych (tekst jednolity: Dz.U. z 2000 roku, Nr 54, poz. 654, z późn. zm.)
„VAT”	Podatek od towarów u usług i podatek pośredni, nakładany na zasadach i w zakresie określonym w ustawie o VAT
„V, wolt”	jednostka potencjału elektrycznego, napięcia elektrycznego i siły elektromotorycznej w układzie SI, 1 V= 1J/1C = (1 kg x m^2)/(A x s^3)
„W, wat”	jednostka mocy w układzie SI, 1 W = 1J/1s = 1 kg x m^2 x s^{-3}
„WACC”	*Weighted Average Cost of Capital*, wskaźnik finansowy, informujący o przeciętnym koszcie względnym kapitału zaangażowanego w finansowanie inwestycji przez przedsiębiorstwo
„Walne Zgromadzenie”	Walne Zgromadzenie Emitenta
„WRA”	Wartość regulacyjna aktywów
„Współkoordynatorzy Oferty”, „Współzarządzający Budowaniem Księgi Popytu”, „Menedżerowie Oferty”	UniCredit CAIB Poland Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie oraz Goldman Sachs International private unlimited liability company z siedzibą w Londynie (założona i działająca zgodnie z prawem brytyjskim)
„współspalanie”	Wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła w oparciu o proces wspólnego, jednoczesnego, przeprowadzanego w jednym urządzeniu spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami; część energii wyprodukowanej w powyższy sposób może być uznana za energię wytworzoną w odnawialnym źródle energii
„wysokosprawna kogeneracja”	Wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji, które zapewnia oszczędność energii pierwotnej zużywanej w: (i) jednostce kogeneracji w wysokości nie mniejszej niż 10% w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego; lub (ii) jednostce kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych o referencyjnych wartościach sprawności dla wytwarzania rozdzielonego
„Wydobycie i Wytwarzanie”	Obszar działalności PGE, który obejmuje wydobycie węgla brunatnego i wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w źródłach konwencjonalnych
„Zarząd”	Zarząd Emitenta
„ZEB Dystrybucja”	PGE Dystrybucja Białystok spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Białymstoku (poprzednio: ZEB Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Białymstoku)
„ZEB”	PGE Zakład Energetyczny Białystok Spółka Akcyjna z siedzibą w Białymstoku (poprzednio: Zakład Energetyczny Białystok Spółka Akcyjna z siedzibą w Białymstoku)
„ZEC Bydgoszcz”	PGE Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz Spółka Akcyjna z siedzibą w Bydgoszczy (poprzednio: Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz Spółka Akcyjna z siedzibą w Bydgoszczy)
„ZEDO”	PGE Zespół Elektrowni Dolna Odra Spółka Akcyjna z siedzibą w Nowym Czarnowie. W skład spółki wchodzą: Elektrownia Dolna Odra, EC Pomorzany i EC Szczecin (poprzednio: Zespół Elektrowni Dolna Odra Spółka Akcyjna z siedzibą w Nowym Czarnowie)
„ZEŁT”	PGE Dystrybucja Łódź-Teren Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi (poprzednio: Zakład Energetyczny Łódź-Teren Spółka Akcyjna z siedzibą w Łodzi)
„ZEŁT-Obrót”	PGE ZEŁT Obrót spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie (poprzednio: Zakład Energetyczny Łódź-Teren Obrót spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie)

„ZEORK Dystrybucja”	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Dystrybucja Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej (poprzednio: ZEORK Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej)
„ZEORK”	PGE Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Spółka Akcyjna z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej (poprzednio: Zakłady Energetyczne Okręgu Radomsko-Kieleckiego Spółka Akcyjna z siedzibą w Skarżysku-Kamiennej)
„ZEW Dychów”	PGE Zespół Elektrowni Wodnych Dychów Spółka Akcyjna z siedzibą w Dychowie (poprzednio: Zespół Elektrowni Wodnych Dychów Spółka Akcyjna z siedzibą w Dychowie)
„ZEW-T Dystrybucja”	PGE Dystrybucja Warszawa-Teren spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie (poprzednio: ZEW-T Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Warszawie)
„ZEW-T”	PGE Zakład Energetyczny Warszawa-Teren Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie (poprzednio: Zakład Energetyczny Warszawa-Teren Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie)
„ZKE Dystrybucja”	PGE Dystrybucja Zamość spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Zamościu (poprzednio: ZKE Dystrybucja spółka z ograniczoną odpowiedzialnością z siedzibą w Zamościu)
„ZKE”	PGE Zamojska Korporacja Energetyczna Spółka Akcyjna z siedzibą w Zamościu (poprzednio: Zamojska Korporacja Energetyczna Spółka Akcyjna z siedzibą w Zamościu)

PROCES WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ELEKTROWNI KONWENCJONALNEJ



EMITENT

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

ul. Mysia 2
00-496 Warszawa, Polska

WSPÓŁKOORDYNATORZY OFERTY,
WSPÓŁZARZĄDZAJĄCY BUDOWANIEM KSIĘGI POPYTU

oraz

MENEDŻEROWIE OFERTY

UniCredit CAIB Poland S.A. (Oferujący)

ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa, Polska

Goldman Sachs International

(a private unlimited liability company)
Peterborough Court, 133 Fleet Street
London EC4A 2BB, Wielka Brytania

NIEZALEŻNY BIEGŁY REWIDENT EMITENTA

KPMG Audyt Sp. z o.o. ul. Chłodna 51
00-867 Warszawa, Polska

DORADCY PRAWNI EMITENTA
w zakresie prawa amerykańskiego i polskiego:

Dewey & LeBoeuf

(a multinational partnership)
No. 1 Minster Court, Mincing Lane
London EC3R 7YL, Wielka Brytania

Dewey & LeBoeuf Grzesiak sp. k.

ul. Książęca 4
00-498 Warszawa, Polska

DORADCA PRAWNY MENEDŻERÓW OFERTY I OFERUJĄCEGO
w zakresie prawa amerykańskiego i polskiego:

Weil, Gotshal & Manges – Pawel Rymarz Sp.k.

ul. Emilii Plater 53
00-113 Warszawa, Polska