



Pozostałe informacje

do rozszerzonego skonsolidowanego
raportu ENEA S.A.
za I kwartał 2012 r.

Poznań, 14 maja 2012 r.



Spis treści:

1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA	4
1.1. Opis zmian w strukturze Grupy	4
1.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy	4
2. Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA	4
2.1. Wytwarzanie	5
2.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.	5
2.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.	7
2.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.	9
2.1.3.1. Produkcja i sprzedaż ciepła	9
2.1.3.2. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej	10
2.1.3.3. Prawa majątkowe OZE i CHP	11
2.1.4. Pozostałe źródła	12
2.2. Dystrybucja	13
2.3. Obrót	14
2.3.1. Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.	15
2.3.2. Sprzedaż energii przez Elektrownię Kozienice	15
3. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok	15
4. Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A.	16
5. Stan posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A.	16
6. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	17
6.1. Postępowanie dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.	17
6.2. Dwa lub więcej postępowań dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.	17
7. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi	17
8. Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji	17
9. Inne informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny jego sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian, oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez emitenta	18
9.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych Grupy Kapitałowej ENEA, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres I kwartału 2012 r.	18
9.1.1. Wyniki finansowe	18
9.1.1.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat	18
9.1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności	22
9.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu	25
9.1.3. Sytuacja pieniężna - skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych	28
9.1.4. Analiza wskaźnikowa	29
9.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I kwartale 2012 r.	31
9.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.	31
9.2.2. Przychody ze sprzedaży	32
9.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	33
9.2.4. Pozostała działalność operacyjna	35
9.2.5. Przychody i koszty finansowe	35
9.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I kwartale 2012 r.	35
9.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator	35
9.3.2. Przychody ze sprzedaży	36
9.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	37

9.3.4. Pozostała działalność operacyjna	39
9.3.5. Przychody i koszty finansowe	39
9.4. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Kozienice w I kwartale 2012 r.	39
9.4.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Kozienice	39
9.4.2. Przychody ze sprzedaży	40
9.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	41
9.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne	43
9.4.5. Przychody i koszty finansowe	43
9.5. Inne istotne informacje	44
9.5.1. Silna pozycja na rynku	44
9.5.2. Rating	44
9.5.3. Efektywne aktywa wytwórcze	44
9.5.4. Ograniczanie emisji zanieczyszczeń	45
9.5.5. Gospodarka odpadami	45
9.5.6. Obecnie realizowane inwestycje w Elektrowni Kozienice	46
9.5.7. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy do 1.000 MW	46
9.5.8. Zdywersyfikowany portfel klientów	47
9.5.9. Dogodna lokalizacja do rozwoju elektrowni wiatrowych	47
9.5.10. Ryzyka związane z działalnością i otoczeniem	47
9.5.11. Gwarancje i kredyty bankowe	48
9.5.12. Taryfy	48
9.5.13. Sprzedaż odbiorcom końcowym	48
9.5.14. Sprzedaż pozostałym odbiorcom	49
9.5.15. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym	49
9.5.16. Spory zbiorowe	50
9.5.17. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)	50
9.5.18. Wykorzystywane instrumenty finansowe	52
9.5.19. Zaopatrzenie w węgiel	52
9.5.20. Transport węgla	53
10. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego	
 wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału	53
10.1. Realizacja strategii Spółki	53
10.1.1. Inwestycje kapitałowe pieniężne	57
10.1.2. Teleinformatyka	58
10.1.3. Modernizacja oświetlenia drogowego	58
10.1.4. Źródła finansowania programu inwestycyjnego	59
10.2. Ogólny stan gospodarki	59
10.3. Rezultat synergii	60

1. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA

Na dzień 31 marca 2012 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”), 20 spółek zależnych, 2 spółek współzależnych oraz 1 stowarzyszonyj. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) są trzy wiodące podmioty, tj. spółki: ENEA S.A. (obróć energią elektryczną), ENEA Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej) oraz Elektrownia „Kozienice” S.A. (wytwarzanie energii elektrycznej). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

1.1. Opis zmian w strukturze Grupy

W I kwartale 2012 r. miały miejsce wskazane poniżej zdarzenia wpływające na zmiany obecne bądź potencjalne w organizacji Grupy Kapitałowej ENEA:

- W dniu 23 grudnia 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę sprzedaży 14.750 akcji spółki Towarowa Giełda Energii S.A. (dalej TGE) z Giełdą Papierów Wartościowych S.A. za pośrednictwem Trigon Dom Maklerski S.A. W dniu 29 lutego 2012 r. doszło do zamknięcia transakcji i przeniesienia ww. akcji na rzecz Giełdy Papierów Wartościowych S.A. W związku z powyższym ENEA S.A. przestała być akcjonariuszem spółki Towarowa Giełda Energii S.A.
- W dniu 16 lutego 2012 r. ENEA S.A. zawarła umowę sprzedaży 269.000 akcji spółki Przedsiębiorstwo Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych WIRBET S.A. (WIRBET) z THC Fund Management Ltd. z siedzibą w Nikozji, Cypr, Vasillisis Olgas 0, Office 101, PC 2001 (THC), stanowiących 49% kapitału zakładowego WIRBET. Jednocześnie ENEA S.A. na podstawie udzielonego jej pełnomocnictwa, w imieniu pozostałych akcjonariuszy WIRBET tj. Tauron Dystrybucja, ENERGA S.A., PGE Obróć S.A. zbyła w ramach ww. umowy także ich pakiety tj. 280.000 akcji. Przeniesienie własności akcji na THC i wydanie dokumentów akcji nastąpiło w dniu 22 marca 2012 r.
- W dniach 8-15 marca 2012 r. zawarte zostały umowy kupna akcji, na podstawie których ENEA S.A. zakupiła łącznie 984 (słownie: dziewięćset osiemdziesiąt cztery) akcje spółki Elektrociepłownia Białystok S.A. z siedzibą w Białymstoku, o wartości nominalnej 10 (słownie: dziesięć) zł każda.

1.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy

W dniu 13 marca 2012 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki Elektrownie Wodne Sp. z o.o. podjęło Uchwałę w sprawie podwyższenia kapitału zakładowego Spółki o kwotę 49.000 zł, z kwoty 239.849.500 zł do kwoty 239.898.500 zł w drodze utworzenia 98 nowych udziałów, które zostały zaoferowane ENEA S.A., która objęła wszystkie nowotworzone udziały i pokryła je aportem w postaci praw użytkowania wieczystego nieruchomości stanowiących działki gruntu położone w miejscowości Ptusza o łącznej powierzchni 1,2798 ha oraz miejscowości Dobrzyca o łącznej powierzchni 0,4924 ha, o łącznej wartości 49.000 zł. Przekazanie spółce ww. nieruchomości ma na celu m.in. uporządkowanie sytuacji majątkowej w Grupie Kapitałowej ENEA.

2. Opis działalności Grupy Kapitałowej ENEA

W ramach działalności podstawowej Grupa zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem. Powyższa działalność jest prowadzona przez spółki z Grupy na podstawie koncesji udzielonych im przez Prezesa URE – organ powołany do wykonywania zadań z zakresu spraw regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji w sektorze energetycznym. Spółki należące do Grupy posiadają, w szczególności, następujące koncesje:

- ENEA S.A. posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2025 r.,
- ENEA Operator Sp. z o.o. posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r.,
- Elektrownia „Kozienice” S.A. posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do końca 2012 r.,
- Elektrownie Wodne Sp. z o.o. posiadają koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2030 r.

Ponadto spółki z Grupy prowadzą działalność pomocniczą wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się:

- budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci oraz urządzeń energetycznych,
- projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej,
- usługami związanymi z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia,
- usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu) oraz
- działalnością socjalną (obiekty turystyczne, ochrona zdrowia).

2.1. Wytwarzanie

2.1.1. Elektrownia „Kozienice” S.A.

Największym wytwórcą energii elektrycznej w Grupie jest Elektrownia „Kozienice” S.A. (dalej: Elektrownia Kozienice), która weszła w skład Grupy w październiku 2007 r. To największa krajowa elektrownia zawodowa opalana węglem kamiennym. Posiada 10 wysokosprawnych i zmodernizowanych bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej 2.905 MW. Praca Elektrowni charakteryzuje się niskim wskaźnikiem emisyjności dwutlenku węgla (w I kwartale 2011 r. wskaźnik ten wynosił 865 kg/MWh, a w I kwartale 2012 r. 835 kg/MWh) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w I kwartale 2012 r. wynosił 0,396 Mg/MWh. Elektrownia Kozienice osiągnęła w I kwartale 2012 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto 39,9%.

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez Elektrownię Kozienice w latach 2011-2012 w MWh brutto w ujęciu kwartalnym prezentuje tabela poniżej:

Energia elektryczna brutto wyprodukowana przez Elektrownię Kozienice [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	2 844 851	2 763 646

Elektrownia Kozienice wyprodukowała w I kwartale 2012 r. 2.763.646 MWh energii elektrycznej brutto. Jest to poziom nieznacznie niższy od produkcji osiągniętej w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy Elektrownia Kozienice wyprodukowała 2.884.851 MWh energii elektrycznej brutto. Niższa produkcja w I kwartale 2012 r. w porównaniu z analogicznym okresem roku 2011, wynika z sytuacji na rynku hurtowym, na którym ceny, ze względu na czynniki fundamentalne są niższe od kosztów

zmiennych jej wytworzenia w jednostkach wytwórczych Elektrowni Kozienice. Umożliwia to optymalizację kosztów zakupu energii, która wcześniej została już sprzedana.

Od stycznia 2008 r. Elektrownia Kozienice rozpoczęła również wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez współspalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) dzięki instalacji do współspalania biomasy stałej z węglem dla bloków dwustumegawatowych.

W I kwartale 2012 r. Elektrownia Kozienice zgłosiła wnioski do Prezesa URE o wydanie świadectw pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 118.048 MWh. Dla porównania w I kwartale 2011 r. Elektrownia Kozienice uzyskała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 85.763 MWh.

Porównując oba w/w okresy, w I kwartale 2012 r. zanotowano wzrost o 38% ilości energii wyprodukowanej ze źródeł odnawialnych.

W ujęciu kwartał do kwartału odnotowano wzrost o 38% ilości świadectw pochodzenia, które zostały zgłoszone we wnioskach o ich wydanie do prezesa URE, w porównywaniu z analogicznym okresem roku 2011 r.

Spółka zamierza systematycznie zwiększać udział biomasy w paliwie, który w przeliczeniu na energię wytworzoną ma wynieść w 2015 r. 2,1% (wobec 1,5% obecnie).

W I kwartale 2012 r. Elektrownia Kozienice zakupiła 67.066,46 Mg biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej.

Zakup biomasy przez Elektrownię Kozienice [Mg]

Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	47 989	67 066,46

W I kwartale 2012 r. do spalenia wykorzystano 66.005,35 Mg biomasy. Taka ilość spalanej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 104.085 Mg.

Ilość spalanej biomasy przez Elektrownię Kozienice [Mg]

Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	47 503,2	66 005,35

Dzięki wykonanej modernizacji części niskoprężnej turbin 200 MW oraz części wysokoprężnej i niskoprężnej turbin 500 MW, wzrosła sprawność wytwarzania energii elektrycznej, co wpłynęło na ograniczenie jednostkowego zużycie węgla, a tym samym redukcję emisji CO₂ do atmosfery.

Ilość energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji z podziałem na certyfikaty w Elektrowni Kozienice w ujęciu kwartalnym w latach 2011-2012, kształtowała się następująco:

Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	85 763	118 048

Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	25 023	26 349

Ochrona środowiska

Wielkość emisji [Mg]		
Zanieczyszczenie	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
PYŁ	245	191
SO ₂	8 135	8 092
NO _x	4 964	4 213
CO	244	223
CO ₂	2 541 220	2 411 341

2.1.2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o.

Wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych zajmuje się spółka zależna Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (dalej: Elektrownie Wodne). W ramach działalności Spółki funkcjonuje 21 elektrowni wodnych, farma wiatrowa oraz biogazownia.

Ilości energii wytworzonej z 21 elektrowni wodnych, wprowadzonej do sieci oraz uzyskanych z tego tytułu zielonych certyfikatów w pierwszych kwartałach lat 2011-2012 przedstawiała się następująco:

Energia wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadczenia pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.

I kwartał	54 599	46 354
Energia wprowadzona do sieci [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	53 709	45 562

Obecnie w obszarze działalności spółki Elektrownie Wodne znajduje się działalność związana z rozwojem projektów farm wiatrowych. W zakresie energetyki wiatrowej rozwijany jest projekt o mocy 15 MW, w ramach realizacji którego zabezpieczono grunty, doprowadzono do zmiany w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego gminy, uwzględniającej możliwość posadowienia na jej terenie turbin wiatrowych wraz z infrastrukturą wewnętrzną oraz uzyskano warunki przyłączenia do sieci. Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na realizację przedsięwzięcia planowane jest na II kwartał 2012 r. a rozpoczęcie budowy w IV kwartale 2012 r.

Na mocy Uchwały Zgromadzenia Wspólników zatwierdzającej korektę Planu rzeczowo-finansowego na lata 2010-2012, spółka Elektrownie Wodne odstąpiła od realizacji projektów, dla których nie uzyskano zmiany w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego w ustawowym terminie pozwalającym na uzupełnienie wniosku o przyłączenie do sieci. Obok rozwijanego projektu o mocy 15 MW oraz potencjalnego projektu o planowanej mocy 30-36 MW, spółka prowadzi poszukiwania projektów farm wiatrowych możliwych do nabycia na etapie pozwolenia na budowę lub pozwolenia na użytkowanie.

W ramach powyższych prac sfinalizowano zakup funkcjonującej elektrowni wiatrowej o mocy 6 MW, zlokalizowanej w woj. pomorskim (Farma Wiatrowa Darżyno). Spółka zakończyła również due diligence projektu farmy wiatrowej o mocy 86 MW i jest w trakcie finalnych negocjacji cenowych. Ponadto złożono niewiązącą ofertę wstępną nabycia budowanej farmy wiatrowej o mocy 12 MW a przeprowadzenie jej audytu zaplanowane jest na II kwartał 2012 r.

Pod koniec 2011 r., po rozwiązaniu umowy obsługi eksploatacyjnej z Agrogaz Sp. z o.o., Spółka Elektrownie Wodne rozpoczęła prace związane z naprawą oraz konserwacją urządzeń znajdujących się na terenie Elektrowni Biogazowej w Liszkowie. Równocześnie z powyższymi pracami Spółka Elektrownie Wodne prowadziła działania mające na celu opracowanie składu mieszaniny fermentacyjnej, poprzez wykonywanie szczegółowych badań laboratoryjnych. Po jej określeniu podjęta została decyzja o stopniowym odbudowywaniu mieszaniny fermentacyjnej - w tym celu zapoczątkowano dozowanie substratów możliwych do wykorzystania w produkcji biogazu. Wznawianie procesu fermentacji jest procesem stopniowym, podczas którego produkcja energii elektrycznej rośnie powoli lecz systematycznie, na co wskazuje produkcja w I kwartale 2012 r. (styczeń 2012 r. – 0 MWh – w tym miesiącu prowadzone były prace naprawcze uniemożliwiające normalną pracę instalacji, luty 2012 r. - 5,528 MWh oraz marzec 2012 r. – 177,416 MWh - rozpoczęto stopniowe dozowanie substratów).

Poniżej zaprezentowano wielkości produkcji oraz liczbę świadectw pochodzenia energii z Elektrowni Biogazowej Liszkowo w pierwszych kwartałach lat 2011-2012:

Wielkość produkcji energii i ilość świadectw pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	2 687	183

Wielkość produkcji ze sfinalizowanej transakcji zakupu elektrowni wiatrowej 6 MW:

Energia wytworzona przez Farmę Wiatrową Darżyno, za które Spółka Elektrownie Wodne otrzymuje zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]	
Okres	2012 r.
I kwartał	5 033

Energia wprowadzona do sieci [MWh]	
Okres	2012 r.
I kwartał	4 998

2.1.3. Elektrociepłownia Białystok S.A.

Podstawowymi jednostkami produkcji energii elektrycznej i ciepła w Elektrociepłowni Białystok S.A. (dalej Elektrociepłownia Białystok) są trzy bloki ciepłownicze o łącznej mocy cieplnej 505,2 MWt oraz osiągalnej mocy elektrycznej 165,7 MWe. Dodatkowo w układzie technologicznym funkcjonuje, jako szczytowe źródło ciepła, kocioł wodny o mocy cieplnej 81,5 MWt. Zdolności produkcyjne elektrociepłowni pokrywają w 75% roczne zapotrzebowanie na ciepło przez aglomerację białostocką. Pozostałe 25% energii produkowane jest w Ciepłowni Zachód należącej do Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Białymstoku (MPEC).

2.1.3.1. Produkcja i sprzedaż ciepła

Właścicielem miejskiego systemu ciepłowniczego oraz głównym klientem Elektrociepłowni w zakresie odbioru ciepła jest MPEC Białystok Sp. z o.o.

W Elektrociepłowni Białystok produkowane są równolegle energia elektryczna i cieplna w postaci gorącej wody do CO i CWU oraz para technologiczna dla potrzeb szpitali i zakładów przemysłowych. Udział produkcji pary technologicznej w produkcji energii cieplnej ogółem wynosi średniorocznie ok. 13%. Poza sezonem grzewczym elektrociepłownia produkuje ciepło tylko na potrzeby ciepłej wody użytkowej i parę technologiczną o łącznej mocy cieplnej około 50 MWt.

Produkcja ciepła [GJ]		
Okres	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
Woda	1 354 741,451	1 366 054,672
Para	131 581,980	109 963,951

2.1.3.2. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

Proces produkcji energii w Elektrociepłowni Białystok odbywa się w systemie skojarzonym. Skojarzone wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej jest procesem technologicznym, w którym następuje jednoczesne wykorzystanie energii chemicznej paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Stosowanie takiej technologii przynosi korzyści energetyczne, ekonomiczne oraz ekologiczne. Jest to najbardziej efektywny sposób wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej. Dodatkowo istnieje możliwość generacji energii elektrycznej przy wykorzystaniu turbozespołu upustowo-kondensacyjnego.

Energia elektryczna sprzedawana jest na rynku hurtowym poprzez kontrakty bilateralne oraz na TGE. Elektrociepłownia Białystok sprzedaje również energię na poziomie napięcia 15 i 0,4 kV do zakładów przemysłowych położonych w bezpośrednim sąsiedztwie.

Produkcja energii elektrycznej [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	187 413,378	171 769,352

Sprzedaż energii elektrycznej z produkcji własnej [MWh]		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	162 924,271	147 705,822

Oprócz handlu energią elektryczną na rynku hurtowym Elektrociepłownia Białystok prowadzi sprzedaż energii do odbiorców końcowych (sprzedaż bezpośrednią). Dostawa energii odbywa się liniami kablowymi bezpośrednimi należącymi do odbiorców. Odbiorcami w tym segmencie sprzedaży są spółki i zakłady przemysłowe zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie Elektrociepłowni Białystok. Sprzedaż bezpośrednia prowadzona jest na poziomie napięć 0,4 i 15 kV. W przypadku odbiorców 0,4 kV pobór energii odbywa się z rozdzielni potrzeb własnych elektrociepłowni, natomiast w przypadku odbiorców 15 kV odbiór ten odbywa się z rozdzielni 15 kV specjalnie

dedykowanej do celów tej sprzedaży i zasilanej z dwóch transformatorów trójzwojeniowych 110/15/6.

Sprzedaż energii do odbiorców końcowych [MWh]		
Okres	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
Sprzedaż 0,4 kV	183,923	171,566
Sprzedaż 15 kV	8 022,957	7 873,463
RAZEM	8 206,880	8 045,029

2.1.3.3. Prawa majątkowe OZE i CHP

W 2008 r. Elektrociepłownia Białystok przekazała do eksploatacji nową instalację do produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii (biomasy). Specjalnie zaprojektowane palenisko, tzw. złożo fluidalne (BFB) stanowi podstawowy element kotła biomasowego, powstałego w wyniku konwersji istniejącego kotła węglowego OP 140. Aktualnie, w fazie realizacji jest konwersja drugiego, bliźniaczego kotła OP 140 na kocioł biomasowy ze złożem fluidalnym. Termin realizacji inwestycji przewidywany jest na koniec 2012 r.

W celu maksymalizacji produkcji energii z OZE wytwarzanej w układzie hybrydowym (kocioł węglowy oraz kocioł biomasowy) wykorzystuje się turbozespół kondensacyjny TZ4, zasilany parą upustową turbozespołu ciepłowniczego TZ1 o ciśnieniu 1,0 MPa.

Energia elektryczna wytworzona w jednostce wytwórczej OZE [MWh]*		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	48 006,903	49 119,546

Energia elektryczna wytworzona w jednostce kogeneracji CHP [MWh]**		
Okres	2011 r.	2012 r.
I kwartał	187 413,378	171 769,352

* ilość energii elektrycznej, dla której Spółka ma prawo do ubiegania się o prawa majątkowe wynikające z świadectw pochodzenia - potocznie "certyfikaty zielone".

*** ilość energii elektrycznej, dla której Spółka ma prawo do ubiegania się o prawa majątkowe wynikające z świadectw pochodzenia z kogeneracji - potocznie "certyfikaty czerwone".*

2.1.4. Pozostałe źródła

Ponadto w zakresie prac związanych z uzyskaniem energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji w MEC Piła (spółce należącej do Grupy) przygotowano projekt pt. „Budowa Bloku Kogeneracyjnego na biomasę w technologii ORC na Kotłowni Rejonowej KR-Koszyce w Pile”, który uzyskał dofinansowanie z Unii Europejskiej ze środków Funduszu Spójności w ramach działania 9.1 *Wysokosprawne wytwarzanie energii* priorytetu IX *Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna* Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007–2013. Przeprowadzona szczegółowa analiza projektu, w kontekście zaktualizowanych uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych wykazała zasadność jego modyfikacji poprzez zastąpienie instalacji ORC opartej na biomasie, źródłem kogeneracyjnym zasilanym gazem ziemnym. Spółka wystąpiła do instytucji wdrażającej i finansującej środki pomocowe o wyrażenie zgody na modyfikację projektu. Instalacja kogeneracyjna o mocy elektrycznej 10 MWe oraz mocy cieplnej 9 MW zasilana gazem ziemnym będzie produkować energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu spełniającym wymogi wysokosprawnej kogeneracji.

W dniu 11 maja 2011 r. ENEA S.A. zakupiła spółkę Dobitt Energia Sp. z o.o. zlokalizowaną w województwie dolnośląskim. Spółka jest właścicielem projektu budowlanego elektrowni biogazowej (rolniczej) o mocy elektrycznej 1,6 MW oraz prawomocnego pozwolenia na budowę. Budowę elektrowni biogazowej rozpoczęto w czerwcu 2011 r. Do końca 2011 r. zakończono budowę w stanie surowym zamkniętym: fermentatorów, zbiorników na poferment oraz budynku technicznego. Rozruch technologiczny bioelektrowni planowany jest na koniec czerwca 2012 r.

W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która jest właścicielem pracującej farmy wiatrowej Bardy 50 MW składającej się z 25 turbin Vestas o mocy 2 MW każda oraz własnego GPZ. W dniu 16 kwietnia 2012 r. została podpisana Umowa Przeniesienia, na mocy której ENEA S.A. stała się właścicielem 100% udziałów spółki Windfarm Sp. z o.o. Farma Wiatrowa położona jest na terenie o wysokiej wietrzności. Roczna produkcja przewiduje się na 150.000 MWh energii elektrycznej.

Podjęcie działań w zakresie zwiększenia wolumenu produkcji energii elektrycznej w oparciu o odnawialne źródła energii jest dla Grupy o tyle istotne, iż przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających: (I) wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach; oraz (II) wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania, nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych. Więcej informacji na ten temat znajduje się w raportach rocznych ENEA S.A.

Całkowita moc wytwórcza

Całkowita moc wytwórcza Grupy Kapitałowej ENEA wynosi 3.189,27 MW i obejmuje:

- 2.905 MW w Elektrowni Kozienice (produkowana jest również niewielka ilość energii cieplnej - moc cieplna elektrowni wynosi 266 MWt),
- 60,14 MW w 21 elektrowniach wodnych,
- 2,13 MW w biogazowni w Liszkowie,
- 166 MW w Elektrociepłowni Białystok,
- 6 MW w Elektrowni wiatrowej Darżyno,
- 50 MW w Farmie Wiatrowej Bardy.

Produkcja energii w GK ENEA ze źródeł odnawialnych i kogeneracji w I kwartale 2012 r. [MWh]

Okres	I kwartał 2012 r.
Zielone Certyfikaty	218 737,546
Czerwone Certyfikaty	198 118,352

2.2. Dystrybucja

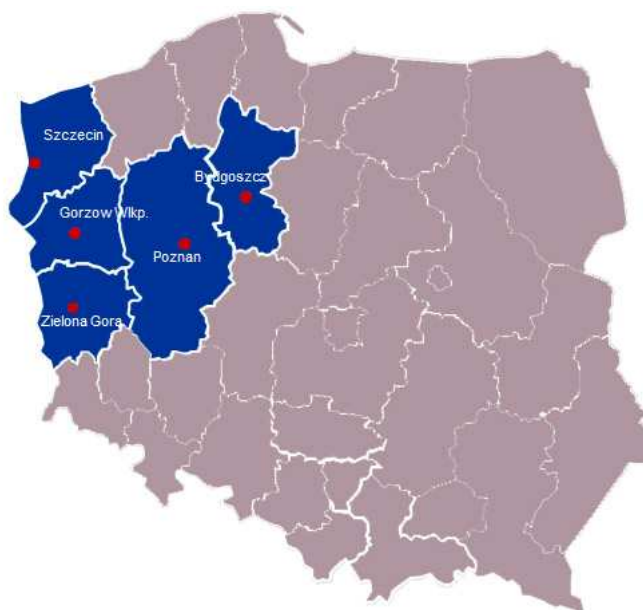
W Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej ENEA Operator), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, którym wyznaczona została w dniu 30 czerwca 2007 r., decyzją Prezesa URE. Spółka dystrybuuje energię na podstawie koncesji udzielonej jej przez regulatora w dniu 28 czerwca 2007 r.

Zgodnie z ustawą *Prawo energetyczne*, ENEA Operator jako operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialna m.in. za:

- prowadzenie ruchu sieciowego sieci dystrybucyjnej,
- eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej, zapewniające jej niezawodną pracę,
- zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej oraz planowanie rozwoju sieci, w tym przyłączanie odnawialnych źródeł energii,
- bilansowanie systemu,
- zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej,
- zakup energii elektrycznej na potrzeby pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej.

ENEA Operator dostarcza energię elektryczną do ponad 2.300.000 klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce. Wykorzystuje do tego sieć dystrybucyjną pokrywającą ponad 20% terytorium kraju, w tym ponad 111 tys. km linii energetycznych (ponad 129 tys. wraz z przyłączami). Ponadto Spółka dysponuje ponad 35 tys. stacji transformatorowych o łącznej mocy ponad 14.600 MVA (przedmiotowe informacje są danymi na dzień 31 grudnia 2011 r. - ENEA Operator opracowuje je w cyklu rocznym, w formie sprawozdań na potrzeby Agencji Rynku Energii).

Spółka działa na obszarze 58.213 km², na terenie 5 województw: wielkopolskiego, zachodniopomorskiego, lubuskiego, kujawsko-pomorskiego oraz, w niewielkiej części, dolnośląskiego.



Ze względu na wielkość, Spółka prowadzi działalność w ramach rozbudowanej struktury terenowej - siedziby pięciu Oddziałów znajdują się w Poznaniu, Bydgoszczy, Gorzowie Wielkopolskim, Szczecinie i Zielonej Górze.

ENEA Operator podejmuje szereg działań zmierzających do realizacji celów strategicznych Grupy Kapitałowej ENEA: rozwoju działalności podstawowej, poprawy efektywności funkcjonowania oraz budowy firmy odpowiedzialnej społecznie.

W zakresie rozwoju działalności podstawowej Spółka podejmuje szereg inicjatyw zapewniających rozwój techniczno-technologiczny oraz rozwój i modernizację sieci dystrybucyjnej, realizując jednocześnie swoje ustawowe obowiązki jako operatora systemu dystrybucyjnego, związane z zapewnieniem swoim klientom nieprzerwanych dostaw energii o jak najlepszych parametrach jakościowych. Umożliwiają to stopniowo zwiększające się nakłady inwestycyjne, co m.in. umożliwia szybszą modernizację majątku oraz zapewnia możliwość przyłączania do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii (z uwzględnieniem bezpieczeństwa funkcjonowania sieci).

W zakresie poprawy efektywności funkcjonowania ENEA Operator realizuje działania polegające na optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych, optymalizacji funkcji wsparcia oraz zapewnienia integracji operacyjnej Grupy Kapitałowej ENEA. Wiążą się one zarówno z zakupem i wdrożeniem platform elektronicznych wspierających procesy, jak i z pionizacją niektórych struktur funkcji wsparcia.

W zakresie budowy firmy odpowiedzialnej społecznie Spółka podejmuje działania zapewniające zrównoważone zarządzanie kapitałem ludzkim oraz dialog ze społecznością lokalną.

2.3. Obrót

W I kwartale 2012 r. w ramach Grupy sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom detalicznym prowadzona była przez ENEA S.A. Całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła 4.436,5 GWh, w tym sprzedaż odbiorcom detalicznym wyniosła 4.107,6 GWh. Liczba odbiorców detalicznych według stanu na dzień 31 marca 2012 r. to 2,4 mln firm oraz gospodarstw domowych.

Na podstawie zgody wyrażonej przez Zwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy ENEA S.A. w dniu 29 czerwca 2011 r., o czym Spółka informowała raportem bieżącym nr 19/2011, z dniem 1 sierpnia

2011 r. została dokonana reorganizacja w ramach Grupy, w wyniku której kompetencje w zakresie handlu hurtowego zostały przeniesione do spółki celowej - ELKO Trading Sp. z o. o. Spółka ta odpowiada względem ENEA m.in. za prowadzenie portfela energii elektrycznej oraz sprzedaż praw majątkowych na rzecz klientów ENEA S.A., nabywanie energii na rynku hurtowym, rozliczenia oraz pełni funkcję operatora handlowego (OH).

Zapotrzebowanie na energię elektryczną klientów ENEA S.A. z uwagi na ograniczoną ilość generacji lokalnej na obszarze ENEA Operator, pokrywane jest prawie w całości na hurtowym rynku energii elektrycznej. W I kwartale 2012 r. zdecydowaną większość hurtowego zakupu energii elektrycznej stanowiły transakcje zawierane na TGE i rozliczane przez Izbę Rozliczeniową Giełd Towarowych S.A. (IRGiT S.A.). Taki kierunek zakupu jest konsekwencją wzrostu obrotów na rynku giełdowym, jako efektu zmian nakładających, na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem, obowiązek wynikający z art. 49a ustawy Prawo Energetyczne (przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 15% energii elektrycznej wytworzonej w danym roku na giełdach towarowych lub na rynku regulowanym z zastrzeżeniem, iż przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej mające prawo do otrzymania środków na pokrycie kosztów osieroconych jest obowiązane sprzedawać wytworzoną energię elektryczną w całości w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych). Pozostała część energii nabywana była od przedsiębiorstw obrotu i wytwórców.

2.3.1. Zakup i sprzedaż energii przez ENEA S.A.

W I kwartale 2012 r. znaczącą część sprzedawanej przez ENEA S.A. energii elektrycznej stanowiła energia elektryczna nabywana na TGE (głównie za pośrednictwem ELKO Trading Sp. z o.o.). Pozostałą część energii ENEA S.A. nabywała na podstawie umów dwustronnych (z wytwórcami i przedsiębiorstwami obrotu).

2.3.2. Sprzedaż energii przez Elektrownię Kozienice

W I kwartale 2012 r. Elektrownia Kozienice sprzedała na TGE wytworzoną przez swoje jednostki energię elektryczną stanowiącą 97,50% sprzedanej własnej produkcji.

W I kwartale 2012 r. całkowita sprzedaż Elektrowni Kozienice w ramach obrotu i wytwarzania energią wyniosła 3.118,3 GWh, w tym sprzedaż w ramach Rynku Bilansującego 63,5 GWh, sprzedaż odbiorcom detalicznym 0,3 GWh oraz sprzedaż w ramach posiadanej koncesji na obrót energią elektryczną to 322,3 GWh.

Od dnia 9 sierpnia 2010 r. Elektrownia Kozienice jest zobowiązana do sprzedaży co najmniej 15% wytworzonej energii elektrycznej poprzez Giełdę Energii – do czego obliguje ją art. 49a ust. 1 Ustawy Prawo energetyczne. W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na TGE, w okresie od 1 stycznia 2012 r. do 31 marca 2012 r. stanowiła około 97,50%, sprzedanej własnej produkcji energii elektrycznej, pozostała część sprzedaży własnej produkcji to Rynek Bilansujący (ok. 2,49%) oraz odbiorcy końcowi (0,01%).

Narastająco wartość sprzedanej przez Elektrownię Kozienice energii elektrycznej netto na TGE od dnia 6 maja 2010 r. do dnia 31 marca 2012 r. wyniosła 5.013 mln zł.

3. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych na I kwartał 2012 r. ani na cały rok obrotowy 2012.

4. Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A.

Struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawia się następująco:

Lp.	Akcjonariusz	Stan na 10 kwietnia 2012 r.*		Stan na 14 maja 2012 r.	
		Liczba akcji/liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów	Liczba akcji/liczba głosów na WZ	Udział w kapitale zakładowym/udział w ogólnej liczbie głosów
1	Skarb Państwa	227 818 935	51,61%	227 644 444	51,57%
2	Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%
3	Pozostali	131 228 070	29,72%	131 402 561	29,76%
Razem		441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%

* dzień sporządzenia raportu rocznego za 2011 r.

W okresie od sporządzenia raportu rocznego za 2011 r. nastąpiła niewielka zmiana stanu posiadania głównego Akcjonariusza Spółki, tj. Skarbu Państwa. Rozbieżność liczby akcji posiadanych przez Skarb Państwa związana jest ze specyfiką procesu nieodpłatnego nabywania od Skarbu Państwa akcji pracowniczych przez uprawnionych pracowników i ich spadkobierców.

5. Stan posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A.

Imię i nazwisko	Funkcja	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 10 kwietnia 2012 r.	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 14 maja 2012 r.
Tadeusz Dachowski	Członek Rady Nadzorczej	4 440	4 440
Mieczysław Pluciński	Członek Rady Nadzorczej	4 140	4 140

Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego pozostałe osoby zarządzające oraz nadzorujące nie posiadają akcji ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu okresowego osoby zarządzające i nadzorujące nie posiadają akcji lub udziałów w podmiotach zależnych ENEA S.A.

6. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej

6.1. Postępowanie dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania, których stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

6.2. Dwa lub więcej postępowania dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Na dzień przekazania niniejszego raportu nie toczą się postępowania, którego stroną byłaby ENEA S.A. lub jednostka zależna, których łączna wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.

Opis innych toczących się obecnie postępowań, w których stroną jest ENEA S.A. lub podmioty wchodzące w skład Grupy, zamieszczony został w Nocie nr 25.2-4 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego .

7. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi

Podmioty wchodzące w skład Grupy w I kwartale 2012 r. nie zawierały z podmiotami powiązanymi istotnych transakcji na warunkach nierynkowych.

Opis pozostałych transakcji zawartych przez Emitenta lub jednostkę od niego zależną z podmiotami powiązanymi zamieszczony został w Nocie nr 21 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego .

8. Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. lub jednostka od niej zależna nie udzieliły poręczeń kredytu lub pożyczki ani nie udzielały gwarancji - łącznie jednemu podmiotowi lub jednostce zależnej od tego podmiotu, których łączna wartość stanowiłaby równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

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

9.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych Grupy Kapitałowej ENEA, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres I kwartału 2012 r.

9.1.1. Wyniki finansowe

9.1.1.1. Skonsolidowany Rachunek Zysków i Strat

Rachunek zysków i strat w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	2 472 230	2 645 780	107,0%	173 550
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 187 722	2 371 247	108,4%	183 525
Pozostałe przychody operacyjne	25 452	30 104	118,3%	4 652
Zysk/(strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-291	2 627	-902,7%	2 918
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	106	x	106
Pozostałe koszty operacyjne	26 874	22 007	81,9%	-4 867
Zysk (strata) operacyjny	282 795	285 151	100,8%	2 356
Koszty finansowe	6 963	10 164	146,0%	3 201
Przychody finansowe	34 142	45 457	133,1%	11 315
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0

Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	1 872	-528	-28,2%	-2 400
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	311 846	319 916	102,6%	8 070
Podatek dochodowy	64 484	70 490	109,3%	6 006
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	247 362	249 426	100,8%	2 064
EBITDA	439 440	489 586	111,4%	50 146

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w 2011 r. 2.645.780 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2011 r. stanowi wzrost o 173.550 tys. zł, tj. o 7%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Wyszczególnienie	I kwartał 2011 r.		I kwartał 2012 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 720 393	69,6	1 794 074	67,8	104,3%	73 681
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	673 558	27,2	722 353	27,3	107,2%	48 795
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	21 920	0,9	21 595	0,8	98,5%	-325
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	35 676	1,4	29 888	1,1	83,8%	-5 788
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	0	0,0	11 258	0,5	x	11 258
Rekompensata na pokrycie kosztów osieroconych	0	0,0	0	0,0	x	0
Przychody ze sprzedaży energii ciepłej	20 683	0,9	66 612	2,5	322,1%	45 929

Razem przychody ze sprzedaży netto	2 472 230	100,0	2 645 780	100,0	107,0%	173 550
---	------------------	--------------	------------------	--------------	---------------	----------------

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 67,8% i 27,3% przychodów ze sprzedaży netto ogółem.

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w I kwartale 2012 r. 1.794.074 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 4,3%. Wynika to głównie ze wzrostu przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w ENEA S.A. o 50.765 tys. zł, co spowodowane zostało przede wszystkim wyższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej o 68 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 3%. Dodatkowo osiągnięto większe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom o 17.852 tys. zł, co wynika głównie z większej ilości sprzedanej energii o 143 GWh. Ponadto uwzględnione zostały przychody ze sprzedaży energii elektrycznej EC Białystok w wysokości 10.179 tys. zł (od 1 czerwca 2011 r. ECB wykazywane w sprawozdaniu grupy kapitałowej jako spółka zależna). Jednocześnie zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w Elektrowni Kozienice o 2.022 tys. zł (spadek ilości sprzedanej energii elektrycznej realizowanej przez Elektrownie Kozienice o 121 GWh przy wzroście średniej ceny o 3,4%).
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I kwartale 2012 r. osiągnęły wartość 722.353 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 48.795 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim wzrostem średniej ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym o 3,8% przy zwiększonej ilości dostarczonej energii elektrycznej o 32 GWh. Ponadto zwiększeniu uległy szacowane przychody ze sprzedaży niezafakturowanej o 9.979 tys. zł.
- Przychody ze sprzedaży energii cieplnej w I kwartale 2012 r. ukształtowały się na poziomie 66.612 tys. zł i wzrosły o 45.929 tys. zł, co spowodowane jest uwzględnieniem przychodów ze sprzedaży energii cieplnej EC Białystok w wysokości 45.942 tys. zł (od 1 czerwca 2011 r. EC Białystok uwzględniana w sprawozdaniu finansowym grupy kapitałowej jako spółka zależna).
- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w I kwartale 2012 r. 11.258 tys. zł i są to przychody zrealizowane przez EC Białystok.
- Spadek przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 5.788 tys. zł wynika głównie z ze zmniejszenia sprzedaży usług przede wszystkim w spółkach: Energobud Leszno, IT Serwis i Energomiar.

W I kwartale 2012 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 2.371.247 tys. zł i wzrosły o 8,4% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały poniesione w I kwartale 2012 r.

Wyszczególnienie	I kwartał 2011 r.		I kwartał 2012 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
	Amortyzacja	156 645	7,2	204 435		

Koszty świadczeń pracowniczych	225 795	10,3	248 920	10,5	110,2%	23 125
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	361 077	16,5	412 249	17,4	114,2%	51 172
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 134 437	51,9	1 174 453	49,5	103,5%	40 016
Usługi przesyłowe	179 762	8,2	180 095	7,6	100,2%	333
Inne usługi obce	75 220	3,4	89 339	3,8	118,8%	14 119
Podatki i opłaty	54 786	2,5	61 756	2,6	112,7%	6 970
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 187 722	100,0	2 371 247	100,0	108,4%	183 525

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 49,5% i 17,4% kosztów uzyskania przychodów.

- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 412.249 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 51.172 tys. zł, co wynika głównie z ujęcia kosztów zużycia materiałów i surowców EC Białystok w kwocie 49.358 tys. zł oraz ze wzrostu tej pozycji w Elektrowni Kozienice, gdzie zanotowano wzrost kosztów zużycia biomasy o 12.180 tys. zł (wyższy o 11,2% średni koszt biomasy z transportem). Jednocześnie w Elektrowni Kozienice zmniejszeniu uległy koszty pozostałych materiałów o 6.230 tys. zł, co związane jest głównie z niższymi kosztami umorzenia uprawnień do emisji CO₂ (niższa produkcja energii elektrycznej o 81 GWh). Ponadto zanotowano wzrost kosztów materiałów w spółce ENEOS.
- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 1.174.453 tys. zł i zwiększył się w stosunku do roku ubiegłego o 3,5%, co spowodowane jest wzrostem kosztów zakupu w ENEA S.A. na skutek wyższego wolumenu zakupionej energii o 247 GWh oraz wzrostu średniej ceny zakupu energii elektrycznej ogółem o 5,5%. Jednocześnie w I kwartale 2012 r. w Elektrowni Kozienice nastąpił spadek kosztów zakupu na potrzeby sprzedaży w związku z mniejszym zakresem działalności w ramach koncesji na obrót w porównaniu do I kwartału 2011 r.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w I kwartale 2012 r. 248.920 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 23.125 tys. zł, co wynika przede wszystkim z utworzenia rezerwy na system motywacyjny dla pracowników w ENEA Operator (12.182 tys. zł), z uwzględnienia w sprawozdaniu grupy kapitałowej za I kwartał 2012 r. kosztów dotyczących EC Białystok (5.245 tys. zł) oraz wzrostu kosztów świadczeń pracowniczych w Elektrowni Kozienice w związku z wprowadzeniem podwyżki wynagrodzenia zasadniczego od dnia 1 kwietnia 2011 r. (o 4.574 tys. zł). Średnia płaca w GK ENEA wzrosła w I kwartale 2012 r. w stosunku do średniej płacy w I kwartale 2011 r. o 5,4%. Jednocześnie wpływ na poziom

kosztów świadczeń pracowniczych poniesionych w I kwartale 2012 r. miała decyzja o podwyższeniu stawki rentowej od 1 lutego 2012 r.

- Koszty usług obcych wyniosły w I kwartale 2012 r. 89.339 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 14.119 tys. zł, co wynika przede wszystkim z poniesienia wyższych kosztów związanych z reklamą, kosztów podwykonawstwa oraz uwzględnienia kosztów EC Białystok.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w I kwartale 2012 r. 61.756 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 6.970 tys. zł, co wynika głównie z uwzględnienia kosztów spółki EC Białystok, ze wzrostu kosztów podatku od linii i przyłączy energetycznych oraz kosztów zajęcia pasa drogowego.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 204.435 tys. zł i była wyższa niż w I kwartale 2011 r. o 47.790 tys. zł, tj. o 30,5%. Wzrost amortyzacji spowodowany jest uwzględnieniem kosztów amortyzacji EC Białystok (19.803 tys. zł), zwiększeniem amortyzacji w Elektrowni Kozienice (o 19.159 tys. zł) w związku z oddaniem do użytkowania inwestycji IOS III (Instalacja odsiarczania spalin) oraz z przeprowadzeniem z dniem 1 stycznia 2012 r. weryfikacji ekonomicznego okresu użytkowania środków trwałych. W ENEA Operator amortyzacja wzrosła o 7.771 tys. zł, co wynika z dokonanej weryfikacji stawek amortyzacyjnych, amortyzacji naliczonej od nowo przyjętych środków trwałych w okresie listopad-grudzień 2011 oraz przyjęcia pod koniec 2011 r. znaczących wartości niematerialnych.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	25 452	30 104	118,3%	4 652
Pozostałe koszty operacyjne	26 874	22 007	81,9%	-4 867

W I kwartale 2012 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 8.097 tys. zł i ukształtował się na wyższym poziomie niż w roku ubiegłym o 9.519 tys. zł, co wynika głównie z wyższych naliczonych i otrzymanych odszkodowań za niedotrzymanie warunków umowy dotyczących przede wszystkim dostaw węgla i biomasy oraz utworzenia mniejszych rezerw na przyszłe zobowiązania.

Skonsolidowany zysk przed opodatkowaniem, a więc po uwzględnieniu działalności finansowej i udziału w wynikach jednostek stowarzyszonych wyniósł w I kwartale 2012 r. 319.916 tys. zł i był wyższy o 8.070 tys. zł, to jest o 2,6% niż w roku ubiegłym. Wynika to głównie z osiągnięcia wyższego wyniku operacyjnego oraz z wyższego zysku na działalności finansowej o 8.114 tys. zł.

Zysk netto wypracowany przez Grupę w I kwartale 2012 r. wyniósł 249.426 tys. zł i był wyższy od zysku osiągniętego w I kwartale 2011 r. o 2.064 tys. zł, tj. o 0,8%.

9.1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

Segmenty w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Obrót				

Przychody ze sprzedaży	1 074 741	1 213 281	112,9%	138 540
EBIT	78 226	42 197	53,9%	-36 029
EBITDA	78 454	42 330	54,0%	-36 124
Dystrybucja				
Przychody ze sprzedaży	671 703	722 121	107,5%	50 418
EBIT	126 724	145 652	114,9%	18 928
EBITDA	212 614	239 694	112,7%	27 080
Wytwarzanie				
Przychody ze sprzedaży	695 978	818 827	117,7%	122 849
EBIT	106 015	134 136	126,5%	28 121
EBITDA	167 163	236 250	141,3%	69 087
Pozostała działalność				
Przychody ze sprzedaży	159 613	152 179	95,3%	-7 434
EBIT	1 555	8 952	575,7%	7 397
EBITDA	10 141	16 549	163,2%	6 408
Wyłączenia				

Przychody ze sprzedaży	-129 805	-260 628	200,8%	-130 823
EBIT	-7 624	-14 944	196,0%	-7 320
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-22 101	-30 842	139,6%	-8 741
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	793	549	69,2%	-244
RAZEM				
Przychody ze sprzedaży	2 472 230	2 645 780	107,0%	173 550
EBIT	282 795	285 151	100,8%	2 356
EBITDA	439 440	489 586	111,4%	50 146

Spadek wyniku na segmencie obrotu wynika ze spadku marży I pokrycia na działalności obrotu o 29.274 tys. zł (spadek jednostkowej marży w przeliczeniu na jednostkę sprzedanej energii o 7,68 zł/MWh). Nastąpił wzrost wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym o 68 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 3% i wzroście średniej ceny zakupu o 5,5%. Jednocześnie w I kwartale 2012 r. koszty zakupu energii uwzględniają szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej, które zmniejszyły koszty zakupu o 8.339 tys. zł, natomiast w I kwartale 2011 r. zwiększały o 8.840 tys. zł. Niezbilansowanie zakupu ze sprzedażą koryguje koszty zakupu +/-, w związku z faktem, że ilość energii elektrycznej zafakturowanej po stronie zakupu i sprzedaży nie jest równa oraz z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Ponadto w badanym okresie nastąpił wzrost kosztów zakupu świadectw pochodzenia o 27.771 tys. zł. Zwiększeniu uległy również koszty własne obrotu w związku z poniesieniem kosztów usług świadczonych przez ELKO Trading i ENEA Centrum, które nie wystąpiły w I kwartale 2011 r.

Wzrost wyniku na segmencie dystrybucji spowodowany jest głównie wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych, co wynika ze wzrostu średniej ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych o 3,8% przy zwiększonym wolumenie dostaw energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 32 GWh. Jednocześnie uzyskano wyższy przychód z tytułu opłat za przyłączenia do sieci (o 3.528 tys. zł) oraz wyższe szacowane przychody ze sprzedaży niezafakturowanej (o 9.979 tys. zł).

Wzrost wyniku na segmencie wytwarzania spowodowany jest przede wszystkim uwzględnieniem działalności spółek sektora ciepłowniczego w segmencie wytwarzania (Elektrociepłownia Białystok, MEC Piła, PEC Oborniki) oraz wyższym rozpoznaniem świadectw pochodzenia w Elektrowni Kozienice oraz uzyskaniem wyższego wyniku na pozostałej działalności operacyjnej. Jednocześnie wystąpiły wyższe koszty amortyzacji (wynikające z weryfikacji stawek amortyzacyjnych i oddania inwestycji IOS III w Elektrowni Kozienice oraz z przeszacowania Elektrociepłownia Białystok do wartości godziwej), koszty innych usług obcych oraz wyższe koszty świadczeń pracowniczych.

Wzrost wyniku na segmencie pozostałej działalności wynika głównie ze wzrostu wyniku na pozostałych usługach w ENEA S.A. oraz ENEA Operator.

Wzrost kosztów zarządu wynika głównie z poniesienia wyższych kosztów usług obcych związanych z działalnością marketingową.

9.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu

Skonsolidowany Bilans

Bilans aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2011 r.	31 marca 2012 r.		
Aktywa trwałe	9 796 900	9 936 304	101,4%	139 404
Rzeczowe aktywa trwałe	9 076 871	9 027 152	99,5%	-49 719
Użytkowanie wieczyste gruntów	69 496	70 256	101,1%	760
Wartości niematerialne	267 176	243 925	91,3%	-23 251
Nieruchomości inwestycyjne	32 219	30 084	93,4%	-2 135
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	278 854	481 268	172,6%	202 414
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	70 490	81 830	116,1%	11 340
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 557	1 572	101,0%	15
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	237	217	91,6%	-20
Aktywa obrotowe	3 902 994	3 716 108	95,2%	-186 886
Zapasy	340 685	375 665	110,3%	34 980

Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 052 119	1 229 911	116,9%	177 792
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	15 004	11 566	77,1%	-3 438
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	531 883	656 600	123,4%	124 717
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	723 439	555 329	76,8%	-168 110
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 218 361	866 739	71,1%	-351 622
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	21 503	20 298	94,4%	-1 205
Razem aktywa	13 699 894	13 652 412	99,7%	-47 482
Bilans pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2011 r.	31 marca 2012 r.		
Razem kapitał własny	10 479 762	10 737 839	102,5%	258 077
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0
Kapitał z nadwyżki ceny emisyjnej nad wartością nominalną	3 632 464	3 632 464	100,0%	0
Kapitał związany z płatnościami w formie akcji	1 144 336	1 144 336	100,0%	0
Kapitał z aktualizacji wyceny instrumentów finansowych	49 565	58 216	117,5%	8 651
Pozostałe kapitały	-21 710	-21 710	100,0%	0
Zyski zatrzymane	5 058 001	5 307 117	104,9%	249 116

Udziały mniejszości	29 088	29 398	101,1%	310
Razem zobowiązania	3 220 132	2 914 573	90,5%	-305 559
Zobowiązania długoterminowe	1 447 783	1 459 918	100,8%	12 135
Zobowiązania krótkoterminowe	1 772 349	1 454 655	82,1%	-317 694
Razem pasywa	13 699 894	13 652 412	99,7%	-47 482

Na dzień 31 marca 2012 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 13.652.412 tys. zł i zmniejszyła się o 47.482 tys. zł, tj. o 0,3% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2011 r.

Aktywa trwałe na dzień 31 marca 2012 r. wyniosły 9.936.304 tys. zł i zwiększyły się wobec stanu na koniec roku ubiegłego o 139.404 tys. zł, co spowodowane jest głównie wzrostem Inwestycji w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności o 202.414 tys. zł w związku z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska przy jednoczesnym spadku pozycji rzeczowe aktywa trwałe o 49.719 tys. zł (weryfikacja ekonomicznego okresu użytkowania środków trwałych) oraz spadku wartości niematerialnych o 23.251 tys. zł (umorzenie praw do emisji CO₂).

Na dzień 31 marca 2012 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 3.695.810 tys. zł i spadły w porównaniu do stanu na koniec 2011 r. o 185.681 tys. zł. W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa suma pozycji aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz środków pieniężnych, głównie w związku z zakupem udziałów spółki Windfarm Polska. Ponadto zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w Elektrowni Kozienice, w związku z lokowaniem większej ilości środków pieniężnych na lokatach o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy. Dodatkowo zwiększeniu uległy zapasy ze względu na wyższy zapas węgla przy jednoczesnym zmniejszeniu zapasu świadectw pochodzenia w Elektrowni Kozienice oraz należności z tytułu dostaw i usług.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na dzień 31 marca 2012 r. wyniósł 10.737.839 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2011 r. o 258.077 tys. zł. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w I kwartale 2012 r.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 31 marca 2012 r. 1.459.918 tys. zł i uległa zwiększeniu o 12.135 tys. zł w relacji do stanu na koniec grudnia 2011 r., co wynika głównie ze wzrostu rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego i zwiększenia rezerwy z tytułu świadczeń pracowniczych. Jednocześnie zmniejszeniu uległo rozliczenie dochodu z tytułu dotacji i opłat przyłączeniowych oraz kredyty i pożyczki.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.454.655 tys. zł i zmniejszyły się o 317.694 tys. zł w porównaniu do stanu na koniec roku ubiegłego, głównie w związku ze spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług, co wynika głównie z niższego poziomu zobowiązań inwestycyjnych w ENEA Operator oraz większych korekt zobowiązań wewnątrzgrupowych.

9.1.3. Sytuacja pieniężna - skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	Na dzień		Dynamika	Odchylenie
	31 marca 2011 r.	31 marca 2012 r.		
	Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	272 887		
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-254 410	-519 461	204,2%	-265 051
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-5 147	-8 482	164,8%	-3 335
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	13 330	-351 622	x	-364 952
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	912 957	866 739	94,9%	-46 218

Stan środków pieniężnych Grupy Kapitałowej ENEA na 31 marca 2012 r. wyniósł 866.739 tys. zł i był niższy o 46.218 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec marca 2011 r. (912.957 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 176.321 tys. zł w I kwartale 2012 r. i są niższe o 96.566 tys. zł niż w I kwartale 2011 r. (272.887 tys. zł). Spadek ten spowodowany był przede wszystkim wzrostem zapasów i należności z tytułu dostaw i usług oraz spadkiem zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -519.461 tys. zł w I kwartale 2012 r. natomiast w I kwartale 2011 r. wyniosły -254.410 tys. zł. Zmiana w wysokości 265.051 tys. zł wynika głównie z nabycia udziałów w Windfarm Polska oraz wyższych zakupów rzeczowych aktywów trwałych.

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -8.482 tys. zł w I kwartale 2012 r. natomiast w I kwartale 2011 r. -5.147 tys. zł. Zmiana w wysokości -3.335 tys. zł była spowodowana głównie pożyczką z NFOŚiGW na inwestycje w OZE w spółce Elektrownie Wodne.

9.1.4. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wyszczególnienie	Wykonanie	
	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI		
ROE - stopa zwrotu z kapitału własnego		
<i>zysk (strata) brutto</i>	12,3%	11,9%
<i>kapitał własny</i>		
ROA - stopa zwrotu z aktywów		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	8,8%	8,4%
<i>aktywa całkowite</i>		
Rentowność netto		
<i>zysk (strata) netto</i>	10,0%	9,4%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność operacyjna		
<i>zysk (strata) operacyjny</i>	11,4%	10,8%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
Rentowność EBITDA		
<i>zysk (strata) operacyjny + amortyzacja</i>	17,8%	18,5%
<i>przychody ze sprzedaży netto</i>		
WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ		
Wskaźnik bieżącej płynności		
<i>aktywa obrotowe</i>	3,2	2,5

Zobowiązania krótkoterminowe		
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi		
<u>kapitał własny</u>	115,9%	108,1%
aktywa trwałe		
Wskaźnik zadłużenia ogólnego		
<u>zobowiązania ogółem</u>	20,9%	21,3%
aktywa całkowite		
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ		
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach		
<u>śr.stan należności z tyt.dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni</u>	34	39
przychody ze sprzedaży netto		
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach		
<u>śr.stan zobowiązań z tyt.dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni</u>	44	48
koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów		
Cykl rotacji zapasów w dniach		
<u>śr.stan zapasów x liczba dni</u>	12	16
koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów		

W I kwartale 2012 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała dodatni wynik finansowy i osiągnęła dodatnią wartość wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 18,5% i ukształtowała się na wyższym poziomie w porównaniu do wykonania I kwartału 2011 r. (17,8%).

Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w 2011 r. wyniosła 9,4% i ukształtowała się na niższym poziomie w porównaniu do I kwartału roku ubiegłego (10%).

Wskaźnik ROE w I kwartale 2012 r. wyniósł 11,9% i osiągnął poziom niższy w porównaniu do wskaźnika ROE z I kwartału 2011 r. (12,3%), natomiast wskaźnik ROA wyniósł 8,4% w I kwartale 2012 r. (w I kwartale 2011 r. 8,8%).

Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł w I kwartale 2012 r. 2,5. Jego poziom wynika z wysokiego stanu aktywów obrotowych w związku z ulokowaniem w aktywach finansowych środków uzyskanych z emisji akcji na GPW w 2008 r.

Wskaźnik rotacji należności ukształtował się w I kwartale 2012 r. na poziomie w porównaniu do I kwartału ubiegłego roku o 5 dni dłuższym i wyniósł 39 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań w I kwartale 2012 r. osiągnął poziom 48 dni, a więc o 4 dni więcej niż w I kwartale roku ubiegłego. Należy zwrócić uwagę, że utrzymano prawidłową relację pomiędzy wskaźnikiem rotacji należności i zobowiązań (zobowiązania regulowane są po uzyskaniu należności), co z kolei korzystnie wpływa na płynność finansową Grupy. Cykl rotacji zapasów osiągnął poziom 16 dni w I kwartale 2012 r., o 4 dni więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na dzień 31 marca 2012 r. 21,3% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 marca 2012 r. 108,1% (na dzień 31 marca 2011 r. 115,9%).

9.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I kwartale 2012 r.

9.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 608 175	1 667 405	103,7%	59 230
Podatek akcyzowy	-57 790	-51 994	90,0%	5 796
Przychody ze sprzedaży netto	1 550 385	1 615 411	104,2%	65 026
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 491 717	1 606 488	107,7%	114 771
Pozostałe przychody operacyjne	4 337	5 701	131,5%	1 364
Pozostałe koszty operacyjne	6 489	14 077	216,9%	7 588
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	112	2 190	1 955,4%	2 078
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	0	x	0
Zysk operacyjny	56 628	2 737	4,8%	-53 891
Przychody finansowe	23 752	36 758	154,8%	13 006

Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	1 718	3 953	230,1%	2 235
Zysk brutto	78 662	35 542	45,2%	-43 120
Zysk netto	61 821	22 925	37,1%	-38 896
EBIDTA	61 009	6 875	11,3%	-54 134

9.2.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 1.667.405 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2011 r. stanowi wzrost o 59.230 tys. zł, tj. o 3,7%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 608 175	1 667 405	103,7%	59 230
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji odbiorcom końcowym	1 540 043	1 561 661	101,4%	21 618
z tego:				
<i>Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym</i>	<i>1 077 066</i>	<i>1 127 831</i>	<i>104,7%</i>	<i>50 765</i>
<i>Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe</i>	<i>462 978</i>	<i>433 831</i>	<i>93,7%</i>	<i>-29 147</i>
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	34 834	52 686	151,2%	17 852
Sprzedaż usług	12 657	15 674	123,8%	3 017

Pozostałe przychody	20 641	37 384	181,1%	16 743
---------------------	--------	--------	--------	--------

Na wzrost przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wpłynęły głównie:

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 67,6% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w I kwartale 2012 r. 1.127.831 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 50.765 tys. zł, tj. o 4,7%, co spowodowane zostało przede wszystkim wzrostem średniej ceny sprzedaży o 3% przy wyższym wolumenie sprzedanej energii elektrycznej o 68 GWh. Wzrost wolumenu sprzedanej energii elektrycznej (o 205 GWh) zanotowano w grupie klientów z zespołu grup taryfowych A i B, natomiast spadek ilości wystąpił w grupie C (o 126 GWh) i grupie G (o 11 GWh). Natomiast najwyższy wzrost średniej ceny nastąpił w grupach C i G.
- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 26% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w I kwartale 2012 r. osiągnęły wartość 433.831 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do roku poprzedniego o 29.147 tys. zł, tj. o 6,3%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdziałem umów kompleksowych na umowy sprzedaży energii i usług dystrybucji. Proces ten wynika z narastającej konkurencji na rynku, która powoduje wzrost znaczenia handlowej obsługi klientów, która w przypadku świadczenia usługi kompleksowej często jest na drugim miejscu w związku z dużo większymi problemami wynikającymi ze świadczenia usługi dystrybucji (przekroczenia mocy, standardów jakościowych itd.). Ponadto spadek przychodów ze sprzedaży wynika z faktu, że część odbiorców przyłączonych do sieci ENEA Operator zmieniła sprzedawcę a z drugiej strony ENEA S.A. pozyskała klientów z terenów innych OSD. Spadek wolumenu świadczenia usługi dystrybucji w ramach usługi kompleksowej jest procesem naturalnym i pogłębiać się będzie w przyszłości.
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom wyniosły 52.686 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do I kwartału 2011 r. o 17.852 tys. zł, tj. o 51,2%, co wynika głównie z wyższej ilości sprzedanej energii na rynku hurtowym o 143 GWh przy jednoczesnym spadku średniej ceny o 14,5% .
- Na pozycję pozostałych przychodów składa się z głównej mierze szacowana sprzedaż niezafakturowana energii elektrycznej i usług dystrybucyjnych wynikająca z systemu rozliczeń WO i DO, która przedstawia różnicę pomiędzy stanem sprzedaży niezafakturowanej na koniec danego okresu sprawozdawczego, a jej stanem na początku okresu sprawozdawczego.

9.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2012 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 1.606.488 tys. zł i zwiększyły się o 114.771 tys. zł, tj. o 7,7% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 491 717	1 606 488	107,7%	114 771

Koszty zakupu en. el. na potrzeby odsprzedaży	967 504	1 080 351	111,7%	112 847
<i>w tym:</i>				
<i>zakup świadectw pochodzenia</i>	<i>124 627</i>	<i>152 398</i>	<i>122,3%</i>	<i>27 771</i>
<i>wartość energii niezbilansowanej</i>	<i>8 840</i>	<i>-8 339</i>	<i>x</i>	<i>-17 179</i>
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	468 962	447 406	95,4%	-21 556
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	4 381	4 138	94,5%	-243
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	1 267	1 216	96,0%	-51
Inne usługi obce	29 365	54 807	186,6%	25 442
Koszty świadczeń pracowniczych	16 825	15 313	91,0%	-1 512
Podatki i opłaty	3 413	3 257	95,4%	-156

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA S.A. wpływają głównie:

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 1.080.351 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do I kwartału 2011 r. o 112.847 tys. zł, tj. o 11,7%, na skutek wyższego wolumenu zakupionej energii o 247 GWh. Średnia cena zakupu energii elektrycznej ogółem wzrosła w I kwartale 2012 r. o 5,5% w stosunku do I kwartału 2011 r. Jednocześnie w I kwartale 2012 r. koszty zakupu energii uwzględniają szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej, które zmniejszyły koszty zakupu o 8.339 tys. zł, natomiast w I kwartale 2011 r. zwiększały o 8.840 tys. zł. Niezbilansowanie zakupu ze sprzedażą koryguje koszty zakupu +/-, w związku z faktem, że ilość energii elektrycznej zafakturowanej po stronie zakupu i sprzedaży nie jest równa oraz z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Ponadto w badanym okresie nastąpił wzrost kosztów zakupu świadectw pochodzenia o 27.771 tys. zł.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 54.807 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do wykonania I kwartału roku ubiegłego o 25.442 tys. zł, tj. o 86,6%, co było spowodowane przede wszystkim wyższymi kosztami związanymi z reklamą (wyższe o 5.566 tys. zł, tj. o 203,7% w stosunku do I kwartału 2011 r.) oraz kosztami na rzecz spółek: ENEA Centrum (6.929 tys. zł) oraz ELKO Trading (11.061 tys. zł), co wynika z wydzielenia od 1 sierpnia 2011 r. działalności związanej z handlem hurtowym i obsługą klienta.

9.2.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	4 337	5 701	131,5%	1 364
Pozostałe koszty operacyjne	6 489	14 077	216,9%	7 588

W I kwartale 2012 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł -8.376 tys. zł i ukształtował się na niższym poziomie niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 6.224 tys. zł, tj. o 289,2%, co wynika głównie z wyższych kosztów rezerw na sprawy sądowe.

9.2.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	23 752	36 758	154,8%	13 006
Koszty finansowe	1 718	3 953	230,1%	2 235

W I kwartale 2012 r. wynik na działalności finansowej wyniósł 32.805 tys. zł i ukształtował się na wyższym poziomie niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 10.771 tys. zł, tj. o 48,9%, co wynika głównie z wyższych przychodów finansowych związanych ze sprzedażą 269.000 akcji Przedsiębiorstwa Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych „WIRBET” S.A. (12.917,4 tys. zł).

9.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I kwartale 2012 r.

9.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	697 302	746 376	107,0%	49 074
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	577 135	602 879	104,5%	25 744
Pozostałe przychody operacyjne	15 488	11 237	72,6%	-4 251

Pozostałe koszty operacyjne	9 221	6 323	68,6%	-2 898
Zysk/strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	-336	2 335	-694,9%	2 671
Zysk/strata operacyjny	126 098	150 746	119,5%	24 648
Przychody finansowe	1 898	1 091	57,5%	-807
Koszty finansowe	2 820	4 464	158,3%	1 644
Zysk/ strata brutto	125 176	147 373	117,7%	22 197
Zysk/ strata netto	101 140	119 806	118,5%	18 666
EBITDA	213 580	245 999	115,2%	32 419

9.3.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 746.376 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2011 r. stanowi wzrost o 49.074 tys. zł, tj. o 7%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	697 302	746 376	107,0%	49 074
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, w tym:	640 621	670 074	104,6%	29 453
<i>umowy kompleksowe</i>	<i>462 978</i>	<i>433 819</i>	<i>93,7%</i>	<i>-29 159</i>
<i>umowy pozostałe</i>	<i>177 643</i>	<i>236 255</i>	<i>133,0%</i>	<i>58 612</i>
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	832	790	95,0%	-42

Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	5 074	15 053	296,7%	9 979
Opłaty za przyłączenie do sieci	18 395	21 923	119,2%	3 528
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	1 968	2 501	127,1%	533
Przychody z tytułu usług	23 288	25 493	109,5%	2 205
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	6 018	6 827	113,4%	809
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	1 106	3 715	335,9%	2 609

Na wzrost przychodów ze sprzedaży w I kwartale 2012 r. o 49.074 tys. zł w stosunku do okresu porównawczego złożyły się przede wszystkim:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, które stanowią 89,8% przychodów ze sprzedaży. Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I kwartale 2012 r. osiągnęły wartość 670.074 tys. zł, co stanowi wzrost w porównaniu do analogicznego okresu o 29.453 tys. zł, tj. o 4,6%. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim wzrostem średniej ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym o 3,8% przy zwiększonej ilości dostarczonej energii elektrycznej o 32 GWh. Ponadto zwiększeniu uległy szacowane przychody ze sprzedaży niezafakturowanej o 9.979 tys. zł.
- Wzrost przychodów z tytułu opłat za przyłączenia do sieci, które wyniosły w I kwartale 2012 r. 21.923 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 3.528 tys. zł, co wynika z przyjęcia na majątek przyłączeń o wyższej wartości.
- Wzrost przychodów ze sprzedaży towarów i materiałów oraz innych przychodów, które w I kwartale 2012 r. wyniosły 3.715 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do I kwartału 2011 r. o 2.609 tys. zł, co głównie wynika ze wzrostu przychodów z tytułu rozliczeń na Rynku Bilansującym.
- Wyższe przychody z tytułu usług, które ukształtowały się na poziomie 25.493 tys. zł i zwiększyły się w porównaniu do roku ubiegłego o 2.205 tys. zł, co wynika głównie z wyższych przychodów z tytułu wsparcia technicznego w zakresie obsługi klientów ENEA S.A., usług niekoncesjonowanych w zakresie prac elektrycznych i elektroenergetycznych oraz konserwacji urządzeń oświetlenia drogowego.

9.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2012 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 602.879 tys. zł i zwiększyły się o 25.744 tys. zł, tj. o 4,5% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w analizowanym okresie.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	577 135	602 879	104,5%	25 744
Amortyzacja środków trwałych i WNIP	87 482	95 253	108,9%	7 771
Koszty świadczeń pracowniczych	124 190	136 372	109,8%	12 182
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	12 732	12 384	97,3%	-348
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	98 391	102 414	104,1%	4 023
Koszty usług przesyłowych	179 289	179 798	100,3%	509
Inne usługi obce	42 966	40 583	94,5%	-2 383
Podatki i opłaty	32 085	36 075	112,4%	3 990

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator wpływają głównie:

- Koszty świadczeń pracowniczych, które w okresie analizowanym wynosiły 136.372 tys. zł i były wyższe od okresu porównywalnego w 2011 r. o 12.182 tys. zł. Różnica ta wynika przede wszystkim z utworzenia rezerwy na system motywacyjny dla pracowników oraz ze wzrostu składki rentowej.
- Amortyzacja, uległa zwiększeniu o 7.771 tys. zł w stosunku do okresu porównywalnego, głównie ze względu na weryfikację stawek amortyzacyjnych, amortyzację naliczoną od nowo przyjętych środków trwałych w okresie listopad-grudzień 2011 r. oraz przyjęcie pod koniec 2011 r. znaczących wartości niematerialnych.
- Zakup energii na potrzeby sprzedaży w stosunku do okresu porównywalnego wzrósł o 4.023 tys. zł, co wynika przede wszystkim z wyższej średniej ceny zakupu energii w 2011 r. o 3,3%.
- Podatki i opłaty, które uległy zwiększeniu o 3.990 tys. zł, w związku z wyższymi kosztami podatku od linii i przyłączy energetycznych oraz kosztami zajęcia pasa drogowego.
- Inne usługi obce, które w analizowanym okresie sprawozdawczym zmniejszyły się o 2.383 tys. zł i wyniosły 40.583 tys. zł. Wynika to przede wszystkim z niższych kosztów pozostałych usług: aktywowanie kosztów legalizacji liczników jako nakłady inwestycyjne na środki trwałe, poniesienie niższych kosztów z tytułu napraw awaryjnych majątku sieciowego oraz usług komunalnych. Jednocześnie poniesiono wyższe koszty usług eksploatacyjnych na sieci energetycznej oraz bezumownego korzystania z nieruchomości.

9.3.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	15 488	11 237	72,6%	-4 251
Pozostałe koszty operacyjne	9 221	6 323	68,6%	-2 898

W I kwartale 2012 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 4.914 tys. zł i ukształtował się na niższym poziomie niż w roku ubiegłym o 1.353 tys. zł, co wynika głównie ze zmiany rezerw na roszczenia o odszkodowania oraz z niższych odpisów aktualizujących należności.

Dodatkowo Spółka osiągnęła zysk na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych w wysokości 2.335 tys. zł, w związku z wyższymi przychodami z tytułu sprzedaży środków trwałych oraz prawa wieczystego użytkowania gruntów.

9.3.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	1 898	1 091	57,5%	-807
Koszty finansowe	2 820	4 464	158,3%	1 644

Przychody finansowe wyniosły w I kwartale 2012 r. 1.091 tys. zł i były niższe w stosunku do I kwartału 2011 r. o 807 tys. zł, co wynika z osiągnięcia niższych przychodów z tytułu odsetek od lokat.

Koszty finansowe wyniosły w analizowanym okresie 4.464 tys. zł i uległy zwiększeniu w związku z wyższymi kosztami odsetek z tytułu finansowania zewnętrznego.

9.4. Prezentacja wyników finansowych Elektrowni Koźienice w I kwartale 2012 r.

9.4.1. Rachunek zysków i strat Elektrowni Koźienice

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	675 613	686 586	101,6%	10 973
Podatek akcyzowy	7	8	114,3%	1
Przychody ze sprzedaży netto	675 606	686 578	101,6%	10 972

Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	574 689	586 106	102,0%	11 417
Pozostałe przychody operacyjne	3 255	12 310	378,2%	9 055
Pozostałe koszty operacyjne	9 484	996	10,5%	-8 488
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	9	4	44,4%	-5
Zysk / strata operacyjny	94 697	111 790	118,1%	17 093
Przychody finansowe	7 574	13 702	180,9%	6 128
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	1 994	1 070	53,7%	-924
Zysk/ strata brutto	100 277	124 422	124,1%	24 145
Zysk/ strata netto	79 744	100 889	126,5%	21 145
EBITDA	153 052	189 304	123,7%	36 252

W celach porównawczych wielkości dotyczące I kwartału 2011 r. przedstawione zostały po połączeniu ze spółką Koźienice II, które nastąpiło z dniem 1 kwietnia 2011 r.

9.4.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto Elektrowni Koźienice wyniosły w I kwartale 2012 r. 686.586 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2011 r. stanowi wzrost o 10.973 tys. zł, tj. o 1,6%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży brutto, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	675 613	686 586	101,6%	10 973

z tego:				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	647 487	645 465	99,7%	-2 022
<i>w ramach koncesji na wytwarzanie</i>	<i>555 420</i>	<i>580 029</i>	<i>104,4%</i>	<i>24 609</i>
<i>w ramach koncesji na obrót</i>	<i>92 067</i>	<i>65 436</i>	<i>71,1%</i>	<i>-26 632</i>
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	0	0	x	0
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	23 786	34 708	145,9%	10 922
Przychody ze sprzedaży ciepła	1 873	1 939	103,5%	66
Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży	1 143	3 340	292,2%	2 197
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	1 324	1 134	85,6%	-190

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wpłynęły głównie:

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 94% przychodów ze sprzedaży ogółem, wyniosły w analizowanym okresie 645.465 tys. zł. i były niższe w stosunku do I kwartału 2011 r. o 2.022 tys. zł, tj. o 0,3%. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 3 118 GWh i zmniejszył się w stosunku do okresu porównywalnego o 121 GWh, jednocześnie zwiększeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 3,4%. Produkcja energii elektrycznej w I kwartale 2012 r. wyniosła 2 764 GWh i była niższa w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 81 GWh, przy jednoczesnym wzroście produkcji ze źródeł odnawialnych (biomasa) o 32 GWh.
- Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia były wyższe o 10.922 tys. zł niż w I kwartale 2011 r., co spowodowane było większym rozpoznaniami o 32.286 MWh zielonych świadectw pochodzenia (w wyniku większej produkcji energii ze źródeł odnawialnych), a także większym rozpoznaniami o 10.042 MWh czerwonych świadectw (w wyniku korekty świadectw pochodzenia za IV kwartał 2011 r.).
- Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży zwiększyły się o 2.197 tys. zł, co wynika z realizacji w analizowanym okresie sprzedaży darmowych uprawnień do emisji CO₂.

9.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2012 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży Elektrowni Kozienice wyniosły 586.106 tys. zł i zwiększyły się o 11.417 tys. zł, tj. o 2% w stosunku do analogicznego okresu roku 2011 r.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	574 689	586 106	102,0%	11 417
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	58 355	77 514	132,8%	19 159
Koszty świadczeń pracowniczych	57 090	61 664	108,0%	4 574
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	310 250	317 268	102,3%	7 018
Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży	105 921	80 776	76,3%	-25 145
Koszty usług przesyłowych	628	0	0,0%	-628
Inne usługi obce	26 142	32 773	125,4%	6 631
Podatki i opłaty	16 303	16 111	98,8%	-192

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez Elektrownię Kozienice wpływają głównie:

- Koszty amortyzacji, które wyniosły I kwartale 2012 r. 77.514 tys. zł i uległy zwiększeniu o 19.159 tys. zł w stosunku do okresu analogicznego, co wynika głównie z oddania do użytkowania inwestycji IOS III (Instalacja odsiarczania spalin) oraz z przeprowadzonej z dniem 1 stycznia 2012 r. weryfikacji ekonomicznego okresu użytkowania środków trwałych.
- Koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 317.268 tys. zł i zwiększyły się o 7.018 tys. zł, tj. o 2,3%, co wynika głównie ze wzrostu kosztów zużycia biomasy o 12.180 tys. zł (w związku z wyższą produkcją energii z biomasy) oraz wyższym średnim kosztem zużycia biomasy (z transportem) o 11,2%. Jednocześnie zmniejszeniu o 6.230 tys. zł uległy koszty zużycia pozostałych materiałów, co wynika głównie z niższych kosztów umorzenia uprawnień do emisji CO₂ w wyniku niższej produkcji energii.
- Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży, które wyniosły 80.776 tys. zł i zmniejszyły się o 25.145 tys. zł, co było spowodowane zmniejszeniem działalności w ramach koncesji na obrót energią elektryczną (mniejsza ilość oraz niższa średnia cena zakupionej energii w celach sprzedaży w ramach koncesji na obrót), przy jednoczesnym zwiększeniu kosztów zakupu energii na rynku bilansującym (większy wolumen zakupu energii przy jednoczesnym spadku średniej ceny zakupu).

- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 32.773 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 6.631 tys. zł, tj. o 25,4%, co było spowodowane głównie wystąpieniem kosztów obsługi transakcji przez ELKO Trading.
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w I kwartale 2012 r. 61.664 tys. zł i zwiększyły się o 4.574 tys. zł, co wynika ze wzrostu średniej płacy o 9,2% przy jednoczesnym zmniejszeniu średniego zatrudnienia o 2%. Wyższe koszty wynagrodzenia osobowego wraz z narzutami w I kwartale 2012 r. w stosunku do analogicznego okresu 2011 r. poniesione zostały w związku z wprowadzeniem podwyżki wynagrodzenia zasadniczego od dnia 1 kwietnia 2011 r. (zgodnie z Porozumieniem zawartym pomiędzy Zarządem Spółki, a organizacjami związkowymi działającymi w Spółce).

9.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	3 255	12 310	378,2%	9 055
Pozostałe koszty operacyjne	9 484	996	10,5%	-8 488

Pozostałe przychody operacyjne wyniosły w I kwartale 2012 r. 12.310 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 9.055 tys. zł., co wynika z:

- wyższych o 5.244 tys. zł naliczonych i otrzymanych odszkodowań za niedotrzymanie warunków umowy dotyczące przede wszystkim dostaw węgla i biomasy,
- wyższych o 2.077 tys. zł przychodów z tytułu rozwiązania rezerw na zobowiązania,
- wyższych o 1.229 tys. zł przychodów z tytułu rozwiązania odpisów aktualizujących należności.

Pozostałe koszty operacyjne wyniosły w I kwartale 2012 r. 996 tys. zł i były niższe w stosunku do okresu analogicznego o 8.488 tys. zł., co wynika z:

- utworzenia mniejszych o 2.967 tys. zł rezerw na przyszłe zobowiązania,
- utworzenia mniejszych o 2.381 tys. zł odpisów aktualizujących należności (głównie należności z tytułu kar umownych),
- mniejszych kosztów postępowań sądowych o 1.918 tys. zł.

9.4.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	7 574	13 702	180,9%	6 128
Koszty finansowe	1 994	1 070	53,7%	-924

Przychody finansowe wyniosły w I kwartale 2012 r. 13.702 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 6.128 tys. zł., co wynika z uzyskania wyższych odsetek od środków pieniężnych lokowanych na lokatach terminowych oraz dodatnich różnic kursowych od kredytów i pożyczek.

9.5. Inne istotne informacje

Niezależnie od informacji zamieszczonych powyżej oraz w pozostałych częściach raportu kwartalnego w opinii Zarządu należy ponadto zwrócić uwagę na wskazane poniżej informacje dotyczące Grupy Kapitałowej ENEA.

9.5.1. Silna pozycja na rynku

Posiadamy silną pozycję rynkową w Polsce we wszystkich segmentach rynku elektroenergetycznego, w których prowadzimy działalność. Należymy do grona czterech największych firm energetycznych w kraju w przedmiocie zarówno wytwarzania, dystrybucji jak i obrotu energią elektryczną.

9.5.2. Rating

Istotne znaczenie dla realizacji zamierzeń inwestycyjnych Grupy ma przyznanie dla ENEA S.A. w kwietniu 2011 r. przez agencję Fitch Ratings długoterminowego ratingu podmiotu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz długoterminowego ratingu krajowego na poziomie „A(pol)”. Perspektywa ratingów jest stabilna.

Nadany rating ilustruje silną pozycję ENEA na krajowym rynku energetycznym, a jednocześnie potwierdzają jej bardzo dobrą kondycję ekonomiczną, plasującą Grupę pośród podmiotów o największym znaczeniu dla tego sektora w Europie Środkowo-Wschodniej. Wyniki te legitymizują trafność zarówno podejmowanych w przedsiębiorstwie w ostatnim czasie działań o wymiarze strategicznym, jak też kształtu realizowanej w ENEA S.A. polityki bieżącej.

Fakt posiadania ratingu, będącego niezależną i obiektywną oceną wiarygodności kredytowej firmy, ma kluczowe znaczenie dla jej interesariuszy. Ocena ratingowa jest znaczącym narzędziem budowania wizerunku podmiotu w środowisku gospodarczym, implikującym wielowymiarowe konsekwencje dla jej posiadacza.

Ocena przyznana ENEA uwzględnia jej zintegrowaną pionowo pozycję (Grupa ENEA składająca się z ENEA S.A. i spółek zależnych) na polskim rynku elektroenergetycznym, w tym czołową pozycję na krajowym rynku dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej, jak również znaczącą pozycję w segmencie wytwarzania energii elektrycznej.

W dniu 5 kwietnia 2012 r. w wydanym komunikacie agencja Fitch Ratings podtrzymała długoterminową ocenę ratingową nadaną Spółce na dotychczasowym poziomie BBB (w skali międzynarodowej) i A (w skali krajowej).

9.5.3. Efektywne aktywa wytwórcze

Wchodząca w skład Grupy Elektrownia Kozienice, jest jedną z najbardziej efektywnych elektrowni opalanych węglem kamiennym w Polsce. Posiada zmodernizowane jednostki wytwórcze produkujące energię elektryczną w poszanowaniu otaczającego firmę ekosystemu, zgodnie z normami ochrony środowiska. Niemniej jednak zauważyć należy, że nasza działalność znacząco wpływa na środowisko oraz wymaga posiadania szeregu pozwoleń na korzystanie z niego. Elektrownia Kozienice posiada pozwolenia zintegrowane, które uzyskaliśmy na mocy decyzji Wojewody Mazowieckiego z dnia 20 grudnia 2005 r. z późn. zm. Główne oddziaływanie na środowisko Elektrowni Kozienice obejmują obszary związane z emisją zanieczyszczeń do atmosfery, składowaniem odpadów paleniskowych, poborem wody oraz odprowadzaniem ścieków. Do najistotniejszych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery należy dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył i dwutlenek węgla.

Istotnym elementem aktywów wytwórczych Grupy Kapitałowej jest Elektrociepłownia Białystok. Spółka, która dotychczas była spółką stowarzyszoną, dzięki nabyciu 1.283.214 sztuk akcji przez ENEA S.A. w dniu 1 czerwca 2011 r. za kwotę 347.751 tys. zł, stała się spółką zależną.

Elektrociepłownia Białystok jest największym producentem energii elektrycznej i ciepłej w województwie podlaskim. Podstawowym celem działalności Elektrociepłowni Białystok jest produkcja energii elektrycznej dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz produkcja ciepła w postaci gorącej wody do odbiorców komunalnych i pary technologicznej do przemysłu.

9.5.4. Ograniczanie emisji zanieczyszczeń

Elektrownia Kozienice ogranicza emisję zanieczyszczeń poprzez właściwą eksploatację posiadanych urządzeń ochronnych. Zanieczyszczenia pyłowe redukowane są w wysokosprawnych elektrofiltrach, jak również w instalacjach odsiarczania spalin gwarantujących drugi stopień odpylania. Obecnie trwa kolejny etap wymiany tych urządzeń. W 2010 r. wymieniono elektrofiltr na bloku 500 MW nr 10, w roku 2011 elektrofiltr bloku 200 MW nr 4. Obecnie trwa wymiana elektrofiltra bloku 200 MW nr 3. Ograniczenie emisji dwutlenku siarki zapewniają trzy wysokosprawne instalacje odsiarczania spalin dla łącznej mocy zainstalowanej 1.920 MWe. Gwarantują one w chwili obecnej dotrzymanie obowiązujących norm dopuszczalnych. Emisję tlenków azotu na poziomie aktualnie obowiązujących standardów zapewniają zrealizowane w latach poprzednich instalacje pierwotnej redukcji – palniki niskoemisyjne. W roku 2011 Elektrownia Kozienice rozpoczęła realizację kolejnego etapu redukcji emisji tlenków azotu – zabudowę instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla bloków energetycznych 200 MW nr (4-8) do roku 2016, co pozwoli na dalszą redukcję tych zanieczyszczeń do standardów obowiązujących po roku 2015.

9.5.5. Gospodarka odpadami

W zakresie gospodarki odpadami Elektrownia Kozienice realizuje działania zmierzające do jak największego wykorzystania wytwarzanych odpadów. W I kwartale 2012 r. zagospodarowano ok. 63% wytworzonych odpadów paleniskowych oraz ok. 71% gipsu powstałego z procesu odsiarczania spalin. Elektrownia Kozienice realizuje systematyczny monitoring jakości środowiska wokół składowiska. Prowadzone są również działania zapobiegające wtórnemu pyleniu składowiska – poprzez spryskiwanie substancjami błonotwórczymi, zraszanie i zalewanie pól.

W efekcie dostosowania prawodawstwa polskiego do wymogów Dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady Europy w energetyce w Elektrowni realizowane są zadania wynikające z wprowadzenia:

- systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂,
- produkcji z odnawialnych źródeł energii,
- zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (IED).

Dla potrzeb handlu emisjami realizowany jest monitoring emisji CO₂ z wykorzystaniem (od 2008 r.) systemów wagowych do pomiarów ciągłych ilości spalanego węgla oraz własnego laboratorium chemicznego posiadającego certyfikat akredytacji.

Produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii umożliwia instalacja do współspalania biomasy stałej z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) dla bloków dwustumegawatowych.

W I kwartale 2012 r. do spalania wykorzystano 66.005 Mg biomasy. Taka ilość spalanej biomasy skutkuje „uniknięciem emisji” dwutlenku węgla w wysokości 104 085 Mg. Wartość uprawnień odpowiadająca emisji unikniętej to kwota ok. 3.371,24 tys. zł (średnia kwartalna cena EUA = 7,65 €/Mg; średni kwartalny kurs Euro: 1€ = 4,2339 zł.)

9.5.6. Obecnie realizowane inwestycje w Elektrowni Kozienice

W I kwartale 2012 r. realizowano plan inwestycyjny w ramach, którego prowadzono między innymi następujące inwestycje:

- zmodernizowano instalację oświetlenia budynków nawęglania bloków 200 MW w ramach I Etapu tej inwestycji,
- kontynuowano budowę budynku archiwum zakładowego,
- rozpoczęto przebudowę estakady transportu hydraulicznego popiołu i żuźla,
- zakończono zabudowę prasy filtracyjnej instalacji odsiarczania spalin IOS II,
- rozpoczęto I Etap modernizacji instalacji załadunku popiołu,
- rozpoczęto modernizację układu nawęglania w zakresie sterowania (rozdz. RWC, RWD),
- kontynuowano modernizację pompowni bagrowej nr II,
- kontynuowano budowę dróg na składowisku żuźla i popiołu,
- zakończono modernizację bloku nr 5, w tym między innymi modernizację części ciśnieniowej kotła oraz wymianę parowych podgrzewaczy powietrza,
- rozpoczęto modernizację bloku nr 3, w tym między innymi wymianę elektrofiltru, modernizację części ciśnieniowej kotła, modernizację turbozespołu i automatyki bloku.

9.5.7. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy do 1.000 MW

Elektrownia Kozienice jest jedną z pierwszych elektrowni w Polsce, która podjęła działania umożliwiające budowę nowego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne o mocy do 1.000 MWe. W tym celu w 2008 r. ENEA S.A. i Elektrownia Kozienice powołały spółkę celową Kozienice II Sp. z o.o., której głównym zadaniem było przygotowanie inwestycji oraz budowa nowego bloku energetycznego, wykorzystującego węgiel kamienny jako paliwo podstawowe.

Dnia 30 marca 2011 r. spółka „Kozienice II” spółka z ograniczoną odpowiedzialnością została inkorporowana do Elektrowni Kozienice. W związku z inkorporacją Spółka Przejmująca (Elektrownia Kozienice) w efekcie wstąpiła z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki Spółki Przejmowanej (Kozienice II Sp. z o.o.). Połączenie Spółek umożliwi osiągnięcie korzyści zarówno organizacyjnych jak i ekonomicznych.

W ramach nowopowołanego Pionu Budowy Bloku realizowane jest postępowanie o udzielenie zamówienia sektorowego w trybie negocjacji z ogłoszeniem na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe” zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych.

Nowy blok będzie jedenastym blokiem w Elektrowni Kozienice. Blok zostanie zaprojektowany i wybudowany w wysokosprawnej technologii spalania węgla kamiennego w kotle energetycznym na parametry nadkrytyczne, spełniający najnowsze wymagania dyrektywy BAT, z układem oczyszczania spalin złożonym z wymaganych instalacji ochrony środowiska: elektrofiltru, instalacji odazotowania i instalacji odsiarczania spalin. Blok będzie wyposażony w zamknięty układ chłodzenia z chłodziwą.

Nowa jednostka będzie przygotowana do zabudowy w przyszłości instalacji wychwytywania CO₂, tzw. „capture-ready”. Moc elektryczna netto bloku wyniesie min. 900 MW, natomiast jego sprawność netto osiągnie wartość min. 44,5%.

Dnia 28 września 2011 r. Elektrownia Kozienice otrzymała Decyzję Nr 487/2011 wydaną przez Starostwo Powiatowe w Kozienicach zatwierdzającą projekt budowlany i udzielającą pozwolenia na budowę Bloku Energetycznego Nr 11 o mocy do ok. 1.000 MWe.

Na przełomie II i III kwartału 2012 r. planowane jest rozstrzygnięcie przetargu na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe” w Elektrowni Kozienice prowadzonego zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych.

Planowana realizacja inwestycji nastąpi w okresie III kwartał 2012 r. - IV kwartał 2016 r.

W dniu 23 stycznia 2012 r. Zarząd Elektrowni Kozienice, podpisał z firmą Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. nową umowę wieloletnią na dostawę węgla energetycznego dla potrzeb nowo budowanego bloku. Umowa została zawarta na okres od dnia zawarcia do dnia 31 grudnia 2036 r., z fizycznym rozpoczęciem dostaw węgla energetycznego w I kwartale kalendarzowym 2017 r. Umowa przewiduje 20 lat kalendarzowych dostaw węgla dla potrzeb nowo budowanego bloku Elektrowni Kozienice.

9.5.8. Zdywersyfikowany portfel klientów

Portfel klientów, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Według stanu na dzień 31 marca 2012 r. ENEA S.A. świadczyła usługi kompleksowe (obejmujące sprzedaż energii elektrycznej i świadczenie usługi dystrybucji) albo sprzedawała energię elektryczną około 2,1 mln klientom indywidualnym oraz około 0,3 mln klientom biznesowym.

W I kwartale 2012 r. przychód ze sprzedaży energii elektrycznej największemu z naszych odbiorców wyniósł około 4,1% łącznych przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji, a udział 10 największych odbiorców około 14,3%.

9.5.9. Dogodna lokalizacja do rozwoju elektrowni wiatrowych

Inwestycje w energię odnawialną uzyskiwaną z wiatru stanowią istotny element naszej strategii. Nasza sieć dystrybucyjna obejmuje swoim zasięgiem północno-zachodnią część Polski, która z uwagi na warunki atmosferyczne panujące w tej części Polski – dużą wietrzność – stanowi dogodną lokalizację do budowy farm wiatrowych. W rejonie nadmorskim uznawanym za obszar wybitnie korzystny dla budowy farm wiatrowych, według szacunków występuje wietrzność o średniorocznej prędkości wiatru powyżej 6 m/s. W I kwartale 2012 r. prowadziliśmy dalsze działania zmierzające do pozyskania projektów farm wiatrowych na różnym etapie ich zaawansowania, w celu rozbudowy mocy wiatrowych w Grupie i osiągnięcia w tym zakresie do roku 2020 od 250 do 350 MW mocy zainstalowanej. Aktualnie spółka Elektrownie Wodne dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych z Odnawialnych Źródeł Energii rozwija lub jest zainteresowana nabyciem projektów farm wiatrowych znajdujących się na różnym etapie zaawansowania o łącznej mocy zainstalowanej około 180,8 MW. Ponadto w grudniu 2010 r. ENEA S.A. zawarła ramową umowę o współpracy, na mocy której uzyskała czasową wyłączność negocjacyjną i pierwszeństwo zakupu udziałów spółek celowych będących właścicielem projektów farm wiatrowych o docelowej mocy zainstalowanej 214 MWe.

9.5.10. Ryzyka związane z działalnością i otoczeniem

Niezależnie od powyższych pozytywnych czynników wpływających na ocenę sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego emitenta i jego Grupy istnieje szereg czynników zidentyfikowanych jako ryzyka związane z działalnością i otoczeniem, w którym prowadzona jest ta działalność. Wśród nich należy zwrócić uwagę na potencjalny wpływ zdarzeń i okoliczności opisanych w Sprawozdaniu Zarządu z działalności Grupy opublikowanym w ramach skonsolidowanego raportu rocznego w dniu 27 kwietnia 2012 r. oraz w Nocie nr 25.5-6 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego.

9.5.11. Gwarancje i kredyty bankowe

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. posiadała dostęp do kredytów w rachunku bieżącym z BZ WBK S.A. na łączną kwotę 90.000 tys. zł oraz w banku Pekao S.A. na łączną kwotę 10.000 tys. zł oraz kredytu obrotowego w PKO Banku Polskim S.A. w kwocie 50.000 tys. zł.

Łączny limit z tytułu wyżej wymienionych kredytów obrotowych na dzień 31 marca 2012 r. wynosił 150.000 tys. zł, przy czym na dzień 31 marca 2012 r. Spółka nie posiadała zadłużenia z tego tytułu.

9.5.12. Taryfy

ENEA S.A. realizuje sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z zespołów grup taryfowych A, B, C (odbiorcy instytucjonalni) oraz zespołu grup taryfowych G (gospodarstwa domowe).

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom z zespołów grup taryfowych A, B i C od 1 sierpnia 2011 r. obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej” wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 383/2011 z dnia 14 czerwca 2011 r.

Sprzedaż energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G przyłączonych do sieci ENEA Operator realizowana jest na podstawie „Taryfy dla energii elektrycznej” zatwierdzonej przez Prezesa URE na okres do 31 grudnia 2011 r. Taryfa ta, zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 877/2010 z dnia 21 grudnia 2010 r., zaczęła obowiązywać od dnia 1 stycznia 2011 r. Poziom kosztów uznanych za uzasadnione przez Prezesa URE w tej taryfie jest niższy od kosztów ponoszonych przez Spółkę, wynikających z zawartych kontraktów na zakup energii elektrycznej.

9.5.13. Sprzedaż odbiorcom końcowym

Oferujemy swoim klientom usługi kompleksowe (sprzedaż energii oraz usługi dystrybucji) w ramach następujących zespołów grup taryfowych określonych w taryfach dla energii elektrycznej:

Zespół grup taryfowych	Opis
Zespół grup taryfowych A	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci wysokiego napięcia
Zespół grup taryfowych B	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci średniego napięcia
Zespół grup taryfowych C	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom przyłączonym do sieci niskiego napięcia, z wyłączeniem odbiorców zużywających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych
Zespół grup taryfowych G	Energia sprzedawana i dostarczana odbiorcom zużywającym energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych przyłączonych do sieci niezależnie od poziomu napięcia

Oferta kierowana jest do odbiorców na rynku krajowym.

W praktyce w zespołach grup taryfowych A i B są rozliczane głównie duże przedsiębiorstwa, działające m.in. w branży chemicznej, cementowej, hutniczej, samochodowej, papierniczej, przetwórstwa drewna, przetwórstwa metali, usług komunalnych oraz usług portowych. W zespole grup C rozliczane są obiekty przyłączone do sieci niskiego napięcia nie będące gospodarstwami domowymi, jak np.

sklepy, punkty usługowe, hotele, miasta i gminy na potrzeby oświetlenia ulic, natomiast w zespole grup taryfowych G rozliczani są odbiorcy zużywający energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych oraz związanych z nimi pomieszczeń gospodarczych.

Z reguły ENEA S.A. zawiera umowy kompleksowe na czas nieokreślony, natomiast umowy sprzedaży energii (bez usługi dystrybucji energii), w tym umowy z odbiorcami przyłączonymi do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator, są najczęściej zawierane na czas określony. Okres wypowiedzenia w umowach kompleksowych zawartych na czas nieokreślony najczęściej ustalany jest na jeden miesiąc, rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy.

9.5.14. Sprzedaż pozostałym odbiorcom

Zbilansowanie jednostki grafikowej ENEA S.A. związane jest z prowadzeniem sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym. Wolumen hurtowej sprzedaży energii wynika przede wszystkim z działań zmierzających do zoptymalizowania (w każdej godzinie doby handlowej) kosztów pokrycia prognozowanego zapotrzebowania klientów Spółki na energię elektryczną, przy równoczesnym ograniczeniu ryzyka ekspozycji Spółki na rynku bilansującym.

9.5.15. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym

Sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu ilościowym (bez uwzględniania niezafakturowanej sprzedaży statystycznej) kształtowała się następująco:

Wyszczególnienie	Sprzedaż energii [MWh]	
	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
Zespół grup taryfowych A	570 395	807 667
Zespół grup taryfowych B	1 323 354	1 291 790
Zespół grup taryfowych C	898 825	772 627
Zespół grup taryfowych G	1 246 788	1 235 501
RAZEM	4 039 362	4 107 585

Przychody ze sprzedaży w poszczególnych zespołach grup taryfowych w ujęciu wartościowym (bez uwzględniania niezafakturowanej sprzedaży statystycznej) kształtowały się następująco:

Wyszczególnienie	Przychody ze sprzedaży energii odbiorcom końcowym [tys. zł]	
	I kwartał 2011 r.	I kwartał 2012 r.
Zespół grup taryfowych A	132 873	192 370
Zespół grup taryfowych B	355 665	352 893
Zespół grup taryfowych C	264 889	241 826
Zespół grup taryfowych G	323 637	340 742
RAZEM	1 077 064	1 127 831

9.5.16. Spory zbiorowe

W chwili obecnej w ENEA S.A. występuje jeden spór zbiorowy wszczęty 7 września 2009 r. Dotyczy planowanego procesu prywatyzacji ENEA S.A. i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników. Do chwili obecnej spór nie został zakończony.

Ponadto na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania w spółce zależnej ENEA Operator trwa spór zbiorowy z pięcioma organizacjami związkowymi (o czym Emitent informował w raporcie bieżącym RB 10/2012 w dniu 7 marca 2012 r.), na tle wzrostu wynagrodzeń.

9.5.17. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)

Ze względu na fakt uznania przez Komisję Europejską, że kontrakty długoterminowe z państwową spółką PSE S.A. dotyczące sprzedaży mocy i energii elektrycznej są niedozwoloną pomocą publiczną, Polski Parlament przyjął ustawę zmierzającą do likwidacji wyżej wymienionych kontraktów. Zgodnie z zapisami Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej z dnia 29 czerwca 2007 r. („Ustawa o rozwiązaniu KDT”) Grupa (Elektrownia Kozienice), począwszy od 1 kwietnia 2008 r. uprawniona jest do otrzymania rekompensaty z tytułu ponoszenia kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania kontraktów długoterminowych. Zgodnie z tą ustawą Grupa będzie uprawniona do otrzymywania rekompensat w okresie do roku 2014.

Mechanizm rozliczeń z tytułu KDT przedstawia się następująco:

- do 31 sierpnia każdego roku spółki składają wnioski o zaliczki na poczet rozliczeń,
- do 31 lipca następnego roku Prezes URE ustala wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych (korekta zaliczek),

- do 31 sierpnia roku następującego po zakończeniu okresu korygowania Prezes URE ustala wysokość korekty końcowej (dla Grupy będzie to 31 sierpnia 2015 r.).

Grupa opracowała model obliczeniowy, w oparciu o który występuje do Prezesa URE o zaliczki. Ustalenie należnych kwot nie jest jednoznaczne, ponieważ zależy od wielu czynników, w tym interpretacji zapisów ustawowych.

Grupa postanowiła zaliczać do przychodów wyłącznie kwoty, które wynikają z decyzji o rocznej korekcie kosztów osieroconych.

Za 2008 r. Elektrownia Kozienice otrzymała od spółki Zarządca Rozliczeń S.A. zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 93.132 tys. zł. W decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. korekta roczna kosztów osieroconych dla Elektrowni Kozienice za rok 2008 ustalona została w wysokości -89.537 tys. zł (wysokość zaliczek do zwrotu do spółki Zarządca Rozliczeń S.A.). Elektrownia odwołała się od tej decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie, Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Wszelkie inne działania w roku 2009 dotyczące korekty rocznej kosztów osieroconych opisane zostały w sprawozdaniu finansowym za 2010 r.

W roku 2010 miały miejsce następujące istotne zdarzenia związane z zagadnieniem kosztów osieroconych. W dniu 3 sierpnia 2010 r. Elektrownia otrzymała decyzję Prezesa URE z dnia 29 lipca 2010 r. ustalającą korektę roczną za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł. Ponieważ decyzja ta jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 17 sierpnia 2010 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. W sprawozdaniu finansowym za 2010 r. przychody w wysokości 15.580 tys. zł zostały ujęte w sprawozdaniu z całkowitych dochodów w pozycji przychody ze sprzedaży jako kwota prawdopodobnych przychodów. Dnia 30 września 2010 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2009 r. w wysokości 15.580 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

Na rok 2010 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W roku 2010 przychody z tytułu rekompensat za 2010 r. nie zostały rozpoznane (w sprawozdaniu ujęto jedynie kwotę korekty rocznej za 2009 r.). Dnia 29 lipca 2011 r. Prezes URE ustalił kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł. Ponieważ także ta decyzja jest niekorzystna dla Elektrowni, w dniu 18 sierpnia 2011 r. zostało złożone odwołanie od tej decyzji do Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, Sądu Okręgowego w Warszawie. Dnia 30 września 2011 r. Elektrownia otrzymała kwotę korekty rocznej za 2010 r. w wysokości 2.472 tys. zł od Zarządcy Rozliczeń S.A.

W dalszym ciągu odbywają się również czynności o charakterze formalnym i proceduralnym.

Na rok 2011 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 3.500 tys. zł. Do dnia 5 stycznia 2012 r. Zarządca Rozliczeń S.A. dokonał wpłaty zaliczek za cztery kwartały 2011r. w łącznej wysokości 3.500 tys. zł. W okresie styczeń - grudzień 2011 r. rozpoznano przychody z tytułu rekompensat w wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2010 r. czyli 2.472 tys. zł.

Na rok 2012 Elektrownia wnioskuje o zaliczkę na poczet kosztów osieroconych w wysokości 0 zł. W I kwartale 2012r. przychody z tytułu rekompensat za 2012 r. nie zostały rozpoznane.

W dniu 1 grudnia 2010 r. odbyła się przed SOKiK rozprawa w sprawie KDT 2008. Sąd postanowił jednakże odroczyć ją do chwili prawomocnego rozstrzygnięcia przez Sąd Apelacyjny, czy Zarządca Rozliczeń może otrzymać status zainteresowanego w postępowaniu. Kolejna rozprawa w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE ustalającej korektę roczną za 2008 r. została wyznaczona przez Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów na dzień 20 lutego 2012 r. Rozprawa ta została odroczone, a kolejny termin został wyznaczony na dzień 20 kwietnia 2012 r.

Dnia 20 kwietnia 2012 r. Sąd Okręgowy w Warszawie, Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów ogłosił wyrok w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych za 2008 r. Wyrokiem tym Decyzja Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r. została zmieniona w ten sposób, że kwotę korekty rocznej kosztów osieroconych dla Elektrowni za 2008 r. ustalono w wysokości -4.192 tys. zł w miejsce pierwotnych -89.537 tys. zł. Całością kosztów postępowania został obciążony Prezes URE.

W związku z tym, że w dniu 30 września 2009 r. Zarząd Elektrowni podjął decyzję o dokonaniu zwrotu zaliczki w wysokości 44.768 tys. zł, czyli niezawieszanej przez Sąd postanowieniem z dnia 23 września 2009 r. części kwoty wynikającej z Decyzji Prezesa URE z dnia 31 lipca 2009 r., po uprawomocnieniu wyroku Elektrownia powinna otrzymać zwrot kwoty 40.577 tys. zł. W przyszłości prawomocny wyrok może oznaczać też wzrost wyniku finansowego danego roku o 85.345 tys. zł.

Termin rozprawy w sprawie korekty rocznej za rok 2009 został wyznaczony na 13 czerwca 2012 r., natomiast termin rozprawy w sprawie korekty rocznej za rok 2010 nie został jeszcze wyznaczony.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nie jest możliwe jednoznaczne określenie ostatecznych kwot korekt rocznych za lata 2008-2010 (nieznane są wyniki postępowania w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE ustalających korekty roczne za 2009 r. oraz za 2010 r., a wyrok wydany w sprawie korekty rocznej za rok 2008 nie jest prawomocny i przysługuje od niego apelacja). Pełna wysokość przyznanej dozwolonej pomocy publicznej z tytułu rekompensat kosztów osieroconych określona będzie w decyzji Prezesa URE ustalającej wysokość korekty końcowej, która wydana będzie w roku 2015. Wobec powyższego należy zastrzec, że rozpoznawane dotychczas przychody z tytułu KDT opierające się o roczne korekty wyznaczone przez Prezesa URE mogą ulec zmianie, wynikającej z przywołanej powyżej decyzji Prezesa URE ustalającej wysokość korekty końcowej.

9.5.18. Wykorzystywane instrumenty finansowe

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. zawierała transakcje terminowe (forward), których celem było zabezpieczenie ryzyka kursowego (EUR/PLN) związanego z realizacją umowy dotyczącej zakupu aktywów. Wszystkie powyższe transakcje terminowe zostały rozliczone w okresie sprawozdawczym.

Ponadto transakcje zabezpieczające ryzyko walutowe w formie transakcji forward i forward nierzeczywisty prowadzi jedna ze spółek zależnych - Elektrociepłownia Białystok. Zawarte transakcje dotyczyły zabezpieczenia kursu walutowego w zakresie zakupu paliwa i sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Wynik na transakcjach nierozliczonych na dzień 31 marca 2012 r. jest ujemny i wynosi 1.756 tys. zł. Wynik ten oraz wartość zawartych przez Elektrociepłownię Białystok kontraktów terminowych jest istotna na tle wyników Elektrociepłowni Białystok, jednak nieistotna na tle wyników Grupy. Wynik ten jest również istotny na tle kapitałów własnych Elektrociepłowni Białystok.

9.5.19. Zaopatrzenie w węgiel

Głównym dostawcą węgla kamiennego do Elektrowni jest spółka Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która dostarczyła w I kwartale 2012 r. w przybliżeniu 0,98 mln ton, co stanowi ponad 76% dostarczonego surowca w ujęciu ilościowym. Ponadto Elektrownia w zakresie dostaw węgla energetycznego współpracuje z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A., Jastrzębską Spółką Węglową S.A., Kompanią Węglową S.A. Jedynym dostawcą paliwa rozpałkowego do Elektrowni Kozienice w I kwartale 2012 r. był PKN ORLEN S.A. Dostarczane paliwo to ciężki olej opałowy o zawartości siarki do 3%.

Polski rynek dostaw węgla jest wysoce zmonopolizowany przez spółki należące do Skarbu Państwa, naszego głównego akcjonariusza, które kontrolują zdecydowaną większość krajowych dostaw węgla w ujęciu ilościowym, wyłączając spółkę Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która w 2010 r. stała się

spółką prywatną. Nie ma pewności, że obowiązujące w chwili obecnej umowy na dostawę węgla, które zawarliśmy z naszymi głównymi dostawcami, nie zostaną rozwiązane, ani czy zostaną przedłużone po upływie okresu ich obowiązywania. Ponadto zgodnie z tymi umowami cena oraz ilość dostarczanego węgla są corocznie ustalane w drodze negocjacji. Nie ma pewności, że wynik takich negocjacji zawsze będzie dla nas korzystny. Jeżeli nie będziemy w stanie zawrzeć umów na dostawę węgla do Elektrowni Kozienice lub dostawy węgla zostaną zawieszono lub przerwane z innego powodu (np. w wyniku strajku pracowników kopalń), Elektrownia Kozienice może zostać zmuszona do sprowadzania węgla z odleglejszych terenów po wyższych cenach, wstrzymania lub ograniczenia wytwarzania energii elektrycznej do czasu wznowienia dostaw węgla lub przystosowania swoich aktywów wytwórczych do wykorzystywania alternatywnych paliw, co może spowodować wzrost ponoszonych przez nią kosztów. Wzrost kosztów w Elektrowni Kozienice zostałby odzwierciedlony w cenach sprzedawanej przez nas energii elektrycznej, co mogłoby spowodować, że nasze ceny stałyby się niekonkurencyjne w stosunku do cen energii elektrycznej sprzedawanej przez naszych konkurentów na rynku. Ponadto brak zdolności do utrzymywania zapasów węgla kamiennego na odpowiednim poziomie wymaganym przez prawo może z kolei skutkować nałożeniem na nas kar administracyjnych w wysokości do 15% naszych przychodów z działalności koncesjonowanej w poprzednim roku podatkowym.

9.5.20. Transport węgla

Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do Elektrowni Kozienice, jest transport kolejowy. W I kwartale 2012 r. około 100% dostaw tego surowca do Elektrowni Kozienice była realizowana przez spółkę PKP Cargo S.A., wyłonioną do realizacji przewozu, w trybie zamówienia publicznego nieograniczonego. PKP CARGO ma obecnie największy udział w przewozie towarów masowych koleją w Polsce.

10. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału

10.1. Realizacja strategii Spółki

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju ENEA S.A. jest realizacja strategii Spółki, mającej odzwierciedlenie w działaniach realizowanych w całej Grupie Kapitałowej ENEA.

Strategia oparta jest na misji Grupy, polegającej na dostarczaniu wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnieniu przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowie wartości dla naszych akcjonariuszy przy zapewnieniu dbałości o środowisko naturalne.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez:

- **Rozwój działalności podstawowej Grupy – obszary, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - rozwoju i dywersyfikacji mocy wytwórczej,
 - rozwoju i modernizacji sieci dystrybucyjnej,
 - rozwoju działalności w zakresie handlu hurtowego,
 - zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw węgla kamiennego z optymalnych źródeł,
 - zwiększeniu zysku na sprzedaży energii elektrycznej,
 - zapewnieniu rozwoju techniczno-technologicznego.

- **Poprawę efektywności funkcjonowania Grupy – obszary, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - optymalizacji funkcjonowania procesów podstawowych,
 - optymalizacji funkcji wsparcia,
 - zapewnieniu integracji operacyjnej Grupy,
 - reorganizacji działalności spółek zależnych Grupy.
- **Budowanie firmy odpowiedzialnej społecznie – obszary, w którym będziemy się koncentrować na:**
 - zapewnieniu zrównoważonego zarządzania kapitałem ludzkim,
 - zapewnieniu dialogu ze społecznością lokalną i uwzględnieniu jej głosu w działalności biznesowej,
 - promowaniu rozwiązań i zachowań prośrodowiskowych.

Integralną częścią strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy, zakładającego funkcjonowanie następujących obszarów biznesowych:

- Centrum Korporacyjne,
- Wytwarzanie w oparciu o paliwa kopalne oraz źródła odnawialne,
- Obrót hurtowy,
- Sprzedaż,
- Dystrybucja,
- Centrum usług wspólnych.

Stworzenie obok podstawowych obszarów biznesowych dodatkowo pionów centrum korporacyjnego i centrum usług wspólnych ma usprawnić zarządzanie Grupą i umożliwić uzyskanie synergii kosztowych wynikających z centralnego zarządzania działalnością Grupy i spójnego systemu obsługi klientów.

W ramach obszaru strategicznego dotyczącego rozwoju działalności podstawowej Grupy, jednym z długoterminowych kierunków strategicznych Grupy jest uzyskanie dostępu do własnych źródeł wytwarzania energii o potencjale, który umożliwiłby, co najmniej zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną wszystkich klientów Grupy. Pierwszym krokiem w celu realizacji tej strategii było włączenie w październiku 2007 r. do Grupy Kapitałowej ENEA Elektrowni Kozienice, największej w Polsce pod względem mocy osiągalnej elektrowni opalanej węglem kamiennym. Niezależnie od możliwości pozyskania dodatkowych mocy wytwórczych poprzez przejęcia istniejących podmiotów, planujemy zwiększenie naszych mocy wytwórczych, w tym na terenie Elektrowni Kozienice, gdzie do 2016 r. planujemy wybudowanie i rozruch nowego bloku o łącznej mocy osiągalnej do 1.000 MWe. W związku z przewidywanymi zwiększającymi się obowiązkami sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji, podejmujemy działania mające na celu zwiększenie kontroli kosztów związanych z realizacją obowiązków wynikających z przepisów prawa w tym zakresie. W tym celu planujemy kontynuować zawieranie długoterminowych kontraktów zakupu świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji od podmiotów zewnętrznych oraz dokonywać bezpośrednich inwestycji w takie źródła. Naszym zamiarem jest inwestowanie w projekty farm wiatrowych i elektrowni biogazowych już rozpoczęte, o różnym stopniu zaawansowania, poprzez przejmowanie istniejących podmiotów lub inwestowanie w nowe projekty we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Możliwe są cztery scenariusze zakupu, w zależności od stopnia zaawansowania projektu: poszukiwanie projektów, które w części realizowane byłyby przez podmiot trzeci na zasadzie usługi deweloperskiej, zakup projektu od podmiotu trzeciego przed uzyskaniem przez ten podmiot pozwolenia na budowę i samodzielne

dalsze rozwijanie projektu, zakup projektów/spótek celowych (zawiązanych przez deweloperów w celu realizacji projektu) po uzyskaniu dla projektu/spółki celowej prawomocnego pozwolenia na budowę lub zakup gotowych farm wiatrowych i elektrowni biogazowych „pod klucz”. Nabyte do tej pory przez nas ciepłownie mają być modernizowane i przekształcane w elektrociepłownie, w tym również opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi nam uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.

W ramach obszaru poprawy efektywności funkcjonowania Grupy realizowane będą cele strategiczne nakierowane na wzrost przychodów, redukcję kosztów oraz integrację operacyjną, co w konsekwencji zwiększy osiąganą marżę na działalności Grupy. Działania optymalizacyjne będą dotyczyły wszystkich obszarów biznesowych Grupy i będą realizowane m.in. poprzez przeniesienie na poziom centrum korporacyjnego Grupy strategicznych funkcji podstawowych związanych z rozwojem przedsiębiorstwa, a także realizację synergii wynikających z działalności poszczególnych obszarów biznesowych w ramach całej Grupy Kapitałowej.

W ramach obszaru strategicznego budowy firmy odpowiedzialnej społecznie realizowane będą cele, które długofalowo przyczynią się do wzrostu wartości firmy poprzez wdrożenie zasad odpowiedzialnego biznesu w działania Grupy.

Skuteczna realizacja polityki w zakresie kierunków rozwoju Spółki, w tym także całej Grupy, uwarunkowana jest wdrożeniem nowego modelu biznesowego Grupy. Podstawowym zadaniem nowego modelu jest zagwarantowanie możliwości elastycznego funkcjonowania Grupy Kapitałowej ENEA w długim okresie, pozwalając w efekcie na pełne wykorzystanie szans i sprostanie wyzwaniom, jakie pojawiają się w polskim sektorze elektroenergetycznym.

Niezbędne dla realizacji strategii Grupy i jej rozwoju są środki pieniężne, których zapewnienie jest kluczowym elementem realizacji wyżej wskazanych planów inwestycyjnych i podnoszenia wartości Grupy dla akcjonariuszy. Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy łącznie w wariantie bazowym ok. 18,7 mld zł do 2020 r. na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne, dystrybucję oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji.

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku na parametry nadkrytyczne, opalanego węglem kamiennym o mocy ok. 1.000 MWe w Świerżach Górnych (zakładamy średni koszt budowy 1 MW na poziomie ok. 1,4 mln EUR). Planujemy jego rozruch w IV kwartale 2016 r. Obecnie prowadzimy postępowanie na wybór wykonawcy budowy nowego bloku o mocy ok. 1.000 MWe. Rozstrzygnięcie przetargu na „Budowę bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne opalanego węglem kamiennym o mocy netto minimum 900 MWe, maksimum 1.000 MWe” w Elektrowni Kozienice, prowadzonego zgodnie z przepisami Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych, nastąpi na przełomie II i III kwartału 2012 r. Jednocześnie kontynuujemy modernizację pozostałych bloków 200 i 500 MW funkcjonujących w Elektrowni Kozienice. Prowadzimy również analizy w zakresie możliwości budowy kolejnego bloku energetycznego o mocy do 1.000 MWe.

W obszarze dystrybucji w okresie objętym strategią planujemy prace inwestycyjne i modernizacyjne infrastruktury sieciowej i niezbędnego wyposażenia w związku ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz koniecznością przyłączenia odnawialnych źródeł energii. Działania inwestycyjne i modernizacyjne powinny przełożyć się na zwiększenie efektywności pracy naszej sieci oraz ograniczenie strat sieciowych. Dzięki nim nastąpi również wymiana części linii dystrybucyjnych o najdłuższym okresie wykorzystania. Działania te w znaczącym stopniu powinny wpłynąć na wzrost niezawodności dostaw energii elektrycznej do klientów.

Nasze nakłady inwestycyjne na dystrybucję stale wzrastają. W 2011 r. ENEA Operator wydała na inwestycje ponad 813 mln zł, realizując w ponad 100% założone plany. Oznacza to wzrost nakładów w stosunku do 2010 r. o ponad 39%, o 65% w stosunku do 2009 r. i o 101% w stosunku do 2008 r.

W 2011 r. znaczną część nakładów inwestycyjnych ENEA Operator przeznaczyła na modernizację i odtworzenie majątku związanego z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Tendencja ta utrzyma się również w 2012 r.

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakładamy rozbudowę mocy wytwórczych. Planujemy osiągnąć do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej w wietrze. Równocześnie podjęliśmy decyzję o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy około 40-60 MW w 2020 r. W 2011 r. wydatki inwestycyjne w zakresie OZE przekroczyły 345 mln zł, co oznacza ok. siedmiokrotny wzrost w odniesieniu do roku 2010.

W dniu 15 stycznia 2010 r. ENEA S.A. sfinalizowała zakup pierwszej elektrowni biogazowej w Liszkowie (woj. kujawsko-pomorskie) o mocy 2,12 MWe. W II kwartale 2011 r. ENEA S.A. nabyła 100% udziałów spółki celowej powołanej dla potrzeb budowy biogazowni o mocy 1,6 MW. W roku 2012 planujemy nabyć elektrownie biogazowe o łącznej mocy 5,6 MWe.

W marcu 2011 r. spółka zależna ENEA S.A. Elektrownie Wodne, dedykowana m.in. do rozwoju mocy wytwórczych Grupy z Odnawialnych Źródeł Energii, zakupiła farmę wiatrową zlokalizowaną w Darżynie na Pomorzu o mocy zainstalowanej 6 MW. To pierwsze tego typu przedsięwzięcie w Grupie. Zakup farmy jest pierwszym krokiem w pozyskaniu znacznie większych źródeł tego typu. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Składa się z nowoczesnych turbin wiatrowych Enercon E-82, o mocy 2 MW każda. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych. W I kwartale 2012 r. farma wyprodukowała 5.032,5 MWh energii elektrycznej.

W dniu 1 czerwca 2011 r. ENEA S.A. nabyła od francuskiej firmy Société Nationale d'Électricité et de Thermique (SNET) 69,58% akcji Elektrociepłowni Białystok. Dzięki tej transakcji Grupa weszła w posiadanie prawie 100% akcji białostockiej firmy. Elektrociepłownia Białystok to jedno z największych przedsiębiorstw regionu. Osiągalna moc cieplna Elektrociepłowni Białystok to 459,2 MW. Równoległe z ciepłem Elektrociepłownia Białystok wytwarza również energię elektryczną i parę technologiczną. Urządzenia elektrociepłowni mogą wytwarzać 350 GWh energii elektrycznej, która następnie jest sprzedawana na rynku hurtowym. Podstawowym paliwem wykorzystywanym w elektrociepłowni jest węgiel. W 2008 r. w bloku nr I uruchomiono kocioł opalany wyłącznie biomasą. Nowa instalacja pomogła w ograniczeniu emisji gazów i pyłów szkodliwych dla środowiska oraz zmniejszyła ilości odpadów powstających w wyniku spalania węgla. Uruchomienie instalacji opalanej biomasą pozwoliło na zmniejszenie zużycia węgla o 120 tys. ton rocznie i zastąpienie go 270 tys. ton biomasy. Moc instalacji opalanej tym paliwem to 75,2 MW.

W czerwcu 2011 r. oddano do użytku elektrownię wodną na rzece Wełna w Obornikach. Obiekt należący do spółki Elektrownie Wodne z siedzibą w Samociążku dysponuje mocą 330 kW. Szacowana średnioroczna wielkość produkcji energii elektrycznej to 1.440 MWh. Elektrownia wodna w Obornikach jest 21 obiektem tego typu należącym do Grupy ENEA.

W listopadzie 2011 r. ENEA S.A. podpisała umowę przedwstępną na zakup 100% udziałów spółki celowej, która jest właścicielem pracującej farmy wiatrowej Bardy 50 MW składającej się z 25 turbin Vestas o mocy 2 MW każda oraz własnego GPZ. W dniu 16 kwietnia 2012 r. została podpisana Umowa Przeniesienia, na mocy której ENEA S.A. stała się właścicielem 100% udziałów spółki Windfarm Sp. z o.o. Farma Wiatrowa położona jest na terenie o wysokiej wietrzności. Roczną produkcję przewiduje się na poziomie 150.000 MWh energii elektrycznej.

W zależności od sytuacji rynkowej, sytuacji finansowej Grupy, wyników przeprowadzonych analiz technicznych i ekonomicznych oraz zdolności do sfinansowania inwestycji, nie wykluczamy zwiększenia bazowego programu inwestycyjnego o dodatkowe inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne w kwocie ok. 1,4 mld EUR. Kwota ta zakłada budowę kolejnego bloku o mocy do 1.000 MWe.

Ponadto Zarząd nie wyklucza udziału w realizacji inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1.600 MWe.

W 2011 r. ENEA S.A. rozpoczęła również współpracę z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A. (PGNiG) w zakresie analizy możliwości realizacji wspólnej inwestycji w budowę źródła wytwórczego energii elektrycznej opartego na gazie. W ramach ww. współpracy prowadzimy prace zmierzające do wyboru optymalnej lokalizacji dla budowy bloku gazowego. Planujemy przeprowadzić wspólnie z PGNiG szczegółowe analizy lokalizacyjne i ekonomiczne dla wybranych lokalizacji, na podstawie których zostaną podjęte stosowne decyzje korporacyjne.

Biorąc pod uwagę planowane inwestycje, z punktu widzenia ENEA S.A. istotne jest długofalowe budowanie portfela kapitałów własnych, aby w przyszłości móc podołać realizacji inwestycji. Środki z zysku stanowią mogłyby uzupełniające źródło finansowania nakładów inwestycyjnych, szczególnie w zakresie inwestycji związanych z rozwojem Grupy, głównie inwestycji w nowe moce wytwórcze.

W latach 2012-2014 na inwestycje ENEA S.A. zaplanowaliśmy wydatki pieniężne w wysokości około 1,94 mld PLN.

Poniżej scharakteryzowano kluczowe inwestycje planowane do realizacji przez Spółkę w latach 2012-2014 wpływające na optymalizację funkcjonowania ENEA S.A. oraz rozwój Grupy, co oczywiście nie wyczerpuje potrzeb inwestycyjnych, a sygnalizuje jedynie główne kierunki planowanego wydatkowania środków i będzie następować również w znaczących kwotach po roku 2014.

10.1.1. Inwestycje kapitałowe pieniężne

Z uwagi na fakt, iż ENEA S.A. pełni rolę zarządzającego Grupą, a jej podstawową działalnością jest sprzedaż energii elektrycznej oraz w związku z tym, że większość inwestycji w środki trwałe prowadzona jest przez spółki zależne ENEA S.A., inwestycje kapitałowe stanowią znaczący i istotny z punktu widzenia funkcjonowania Spółki element jej działalności.

Mając powyższe na uwadze ENEA S.A. planuje realizować szereg inwestycji kapitałowych pieniężnych, do których należy zaliczyć (jako najważniejsze) niżej wymienione zadania:

- Dokapitalizowanie Elektrowni Wodnych wkładem pieniężnym na pokrycie kosztów działalności związanej z rozwijaniem projektów w obszarze OZE (w szczególności farm wiatrowych i elektrowni wodnych). Jednym z podstawowych kierunków inwestowania dla ENEA S.A. jest zaangażowanie w projekty dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE). Realizacja inwestycji w tym obszarze ma zapewnić spełnienie warunku uzyskania obowiązkowej ilości praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródłach. Biorąc pod uwagę istniejące kontrakty, istnieje niedobór świadectw pochodzenia, który powinien być pokryty przez zaangażowanie ENEA S.A. w nowe przedsięwzięcia w zakresie energetyki odnawialnej, tak by docelowo uniknąć konieczności ponoszenia opłat zastępczych, a ściślej rzecz biorąc – skierować do wewnątrz Grupy środki przeznaczone dotąd na opłaty zastępcze. ENEA S.A. zaplanowała dokonanie dokapitalizowania spółki Elektrownie Wodne w latach 2013-2014 wkładem pieniężnym z przeznaczeniem na pokrycie kosztów zakupu udziałów w spółkach celowych powołanych do realizacji projektów farm wiatrowych i elektrowni wodnych. Zakup udziałów planowany jest na etapie uzyskania pozwoleń na budowę. Zakładamy, iż środki z dokapitalizowania stanowią będą uzupełnienie wielkości środków pozyskanych z innych źródeł (np. pożyczka, obligacje) i stanowią będą m.in. zabezpieczenie wkładu własnego na budowę źródeł OZE i ich przyłączanie do sieci.
- Rozwój nowych źródeł OZE i kogeneracyjnych. Na realizację inwestycji w tym obszarze w latach 2012-2014 Spółka zaplanowała wydatkowanie środków z przeznaczeniem na pozyskiwanie

nowych OZE (biogazowni, bioelektrowni i farm wiatrowych), źródeł kogeneracyjnych oraz modernizację nabytych źródeł wytwarzania ciepła (ciepłowni) polegającą na instalowaniu jednostek umożliwiających produkcję energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (CHP). W ramach planowanych środków Spółka zamierza m.in. nabywać udziały w spółkach celowych powołanych przez podmioty trzecie dla potrzeb realizacji projektów OZE i kogeneracyjnych oraz nabywać projekty z obszaru OZE i kogeneracji.

Jak zakładamy, planowane środki do wydatkowania w zakresie inwestycji kapitałowych pieniężnych mogą pokrywać tylko część nakładów niezbędnych do realizacji inwestycji spółek z Grupy Kapitałowej ENEA. W związku z powyższym nie wykluczamy, iż uzupełniającym sposobem finansowania ww. inwestycji mogą być kredyty zaciągane przez spółki z Grupy lub środki uzyskiwane w ramach programów emisji obligacji wewnątrzgrupowych.

10.1.2. Teleinformatyka

W ramach tego obszaru zaplanowano w latach 2012-2014 realizację siedmiu głównych zadań inwestycyjnych, które będą służyć rozwojowi ENEA S.A.:

- Modernizacja i rozwój oprogramowania ERP,
- Budowa systemu obiegu dokumentów i platformy zarządzania procesami biznesowymi,
- Budowa Zintegrowanego Systemu Obsługi Klienta,
- Konsolidacja zasobów pracy,
- Opracowanie i implementacja polityki IT, w tym planowanie architektury IT, polityk bezpieczeństwa, jakości usług IT, zarządzania projektami,
- Modernizacja i rozwój sieci teleinformatycznej,
- Infrastruktura techniczno-systemowa.

Ponadto przewiduje się, że realizacja ww. zadań inwestycyjnych będzie wymagała poniesienia nakładów poza wyżej określony okres planistyczny.

10.1.3. Modernizacja oświetlenia drogowego

ENEA S.A. przewiduje przeniesienie majątku oświetlenia ulicznego do ENEOS Sp. z o.o. (spółki zależnej zajmującej się w Grupie obszarem oświetlenia). Nie zmienia to jednak zasadniczo potrzeb inwestycyjnych w tym obszarze, a jedynie przenosi ciężar ponoszenia wydatków na modernizację oświetlenia drogowego na spółkę zależną ENEA S.A.

Należy podkreślić, że ENEA S.A. nie będzie w stanie z własnych środków zrealizować założonego, nawet minimalnego planu rozwojowego ujętego w „Strategii Korporacyjnej Grupy Kapitałowej ENEA na lata 2010–2015 z perspektywą do 2020 r.”, zakładającego potrzeby inwestycyjne do roku 2020 na poziomie ok. 18,7 mld zł. Zarząd ENEA S.A. zdaje sobie sprawę, że finansowanie ww. inwestycji tylko środkami własnymi oczywiście nie jest optymalnym rozwiązaniem, stąd kluczowym jest pozyskanie zewnętrznych źródeł współfinansowania inwestycji. Obecnie jesteśmy w toku prac i analiz związanych z możliwością pozyskania finansowania zewnętrznego na inwestycje rozwojowe Grupy, który powinien zakończyć się na przełomie II i III kwartału 2012 r.

Poza czynnikami związanymi z realizacją strategii rozwoju oraz planowanymi nakładami inwestycyjnymi kolejnym czynnikiem mogącym mieć wpływ na wynik Grupy są prowadzone prace zmierzające do nowelizacji Prawa energetycznego oraz uchwalenia nowej Ustawy o odnawialnych źródłach energii (w szczególności w zakresie zapisów zmieniających system wsparcia inwestycji w odnawialne źródła energii). Etap zaawansowania prac nad ostateczną treścią ww. ustaw nie pozwala obecnie na jednoznaczną ocenę wpływu zmian wynikających z ewentualnego wejścia w życie przedmiotowych ustaw na działalność Grupy.

10.1.4. Źródła finansowania programu inwestycyjnego

Zapytanie ofertowe skierowane do banków w IV kwartale 2011 r., które dotyczyło możliwości pozyskania finansowania w formie emisji obligacji w ramach programu spotkało się z dużym zainteresowaniem zaproszonych banków komercyjnych. Kwota oferowanego Spółce finansowania jest wyższa od spodziewanego zapotrzebowania. Rozważany Program emisji obligacji jest jednym z wielu możliwych źródeł finansowania inwestycji w Grupie Kapitałowej ENEA, w szczególności segmentu wytwarzania i segmentu dystrybucji. Należy przy tym zwrócić uwagę na wysoki poziom środków własnych posiadanych przez Grupę Kapitałową, które będą stopniowo wykorzystywane na realizację programu inwestycyjnego.

Dodatkowo ENEA S.A. podjęła działania mające na celu pozyskanie środków z instytucji multilateralnych. W chwili obecnej Spółka prowadzi z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym (EBI), rozmowy dotyczące możliwości pozyskania finansowania w formie kredytu na realizację programu inwestycyjnego Grupy dotyczącego obszaru dystrybucji energii elektrycznej. Planuje się, że finansowanie, o którym mowa powyżej będzie mieć charakter długoterminowy. Łączna kwota finansowania, o które ubiega się ENEA S.A. w EBI jest szacowana na kwotę 950 mln zł.

Ponadto ENEA S.A. prowadzi równolegle rozmowy z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) w zakresie możliwości pozyskania maksymalnie 800 mln złotych niezabezpieczonego kredytu długoterminowego (do 15 lat) na realizację programu inwestycyjnego Grupy Kapitałowej dotyczącego obszaru dystrybucji energii elektrycznej.

Planuje się, że finansowanie z EBI i EBOR zostałyby pozyskane w drugiej połowie 2012 r. i byłoby wykorzystywane stopniowo w ustalonym z Bankami okresie dostępności.

Środki, o które ENEA S.A. ubiega się w EBI i EBOR byłyby jednym z podstawowych źródeł finansowania programu inwestycyjnego w latach 2012–2015 o szacunkowej wartości 3,2 mld złotych w obszarze dystrybucji energii elektrycznej.

Inwestycje w obszarze dystrybucji dotyczą między innymi rozbudowy sieci, zmniejszenia strat sieciowych energii, poprawy jakości dystrybucji, jak również umożliwienia podłączania do sieci nowych producentów odnawialnych źródeł energii. W najbliższych latach ENEA Operator przewiduje przyłączenie do sieci źródeł odnawialnych o mocy powyżej 500 MW.

Istotne znaczenie dla pozyskiwania finansowania programu inwestycyjnego ma silna pozycja Grupy na polskim rynku elektroenergetycznym oraz rozważna polityka finansowa potwierdzona w dniu 14 kwietnia 2011 r. przez agencję Fitch Ratings, która nadała ENEA S.A. długoterminowe wysokie ratingi podmiotu w walucie krajowej i zagranicznej na poziomie „BBB” oraz długoterminowy rating krajowy na poziomie „A(pol)”, z perspektywą stabilną (podtrzymany w kwietniu 2012 r.).

10.2. Ogólny stan gospodarki

Na naszą działalność mogą mieć wpływ również 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.

Czynniki związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w Polsce, tj. zmiany sytuacji ekonomicznej, politycznej i prawnej w Polsce.

Kierunki polityki energetycznej kraju oraz decyzje strukturalne i własnościowe dotyczące przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez Skarb Państwa mogą mieć istotny i negatywny wpływ na przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji, w szczególności w odniesieniu do odbiorców indywidualnych. Polska stosunkowo niedawno uchwaliła ramy prawne regulujące funkcjonowanie sektora energetycznego w obecnym kształcie. Wiąże się z tym brak wypracowanej, jednolitej interpretacji prawa w ww. zakresie. W związku z powyższym istnieje duża niepewność, co do sposobu rozwiązania kwestii dotyczących naszej działalności w przypadku, gdyby stały się one przedmiotem postępowania sądowego. Dlatego też istnieje ryzyko niespodziewanych i niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

10.3. Rezultat synergii

Planowane przez nas akwizycje i inwestycje kapitałowe mogą nie przynieść oczekiwanych rezultatów. Wycena naszych przyszłych akwizycji czy inwestycji zależeć będzie od warunków rynkowych, jak również od innych czynników pozostających poza naszą kontrolą i może okazać się, że nie będziemy w stanie prawidłowo oszacować wartości dokonanych akwizycji i inwestycji. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od naszych początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. Ponadto reorganizacja struktur organizacyjnych tych podmiotów może okazać się procesem czasochłonnym i kosztownym.



ENEA S.A.
ul. Górecka 1
60-201 Poznań
tel. +48 / 61 884 53 00
+48 / 61 884 59 55
enea@enea.pl

2012