

2013

Pozostałe informacje

do rozszerzonego skonsolidowanego
raportu ENEA S.A.
za I kwartał 2013 r.

Data zatwierdzenia: 8 maja 2013 r.

Poznań, 15 maja 2013 r.



Spis treści:

1. Wprowadzenie	5
1.1. Wybrane dane finansowe	5
1.1.1. Wybrane skonsolidowane dane finansowe Grupy Kapitałowej ENEA	5
1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności	7
1.2. Kluczowe dane operacyjne	10
2. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA	11
2.1. Opis dokonanych zmian w strukturze Grupy	16
2.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy	16
2.3. Opis planowanych zmian w obrębie Grupy	16
3. Segmenty działalności Grupy Kapitałowej ENEA	17
3.1. Wytwarzanie	19
3.1.1. Wytwarzanie konwencjonalne	19
3.1.1.1. ENEA Wytwarzanie	19
3.1.1.2. Elektrociepłownia Białystok S.A.	20
3.1.2. Odnawialne źródła energii	21
3.1.2.1. Elektrownie Wodne	21
3.1.2.2. Elektrociepłownia Białystok	22
3.1.2.3. Dobitt Energia	23
3.1.2.4. PEC Oborniki	23
3.1.2.5. Windfarm Polska	24
3.1.2.6. MEC Piła	24
3.2. Dystrybucja	25
3.3. Obrót	26
3.4. Pozostała działalność	26
3.5. Rynki zbytu i zaopatrzenia	27
3.5.1. Sprzedaż odbiorcom końcowym	27
3.5.2. Sprzedaż pozostała	27
3.5.3. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym	28
3.5.4. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA S.A.	28
3.5.5. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA Wytwarzanie	29
3.5.6. Zakup usług przesyłowych i dystrybucji	30
3.5.7. Zaopatrzenie i dostawy węgla	30
4. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA	31
4.1. Prezentacja wyników Grupy Kapitałowej ENEA w I kwartale 2013 r.	31
4.1.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres I kwartału 2013 r.	31
4.1.1.1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat	31
4.1.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu	36
4.1.1.3. Sytuacja pieniężna	38
4.1.1.4. Analiza wskaźnikowa	38
4.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I kwartale 2013 r.	40
4.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.	40
4.2.2. Przychody ze sprzedaży	40
4.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	41
4.2.4. Pozostała działalność operacyjna	42
4.2.5. Przychody i koszty finansowe	42
4.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I kwartale 2013 r.	43
4.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator	43

4.3.2. Przychody ze sprzedaży	43
4.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	44
4.3.4. Pozostała działalność operacyjna.....	45
4.3.5. Przychody i koszty finansowe	45
4.4. Prezentacja wyników finansowych ENEA Wytwarzanie w I kwartale 2013 r.	46
4.4.1. Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie	46
4.4.2. Przychody ze sprzedaży	46
4.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	48
4.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne	49
4.4.5. Przychody i koszty finansowe	50
5. Stanowisko Zarządu odnośnie do możliwości zrealizowania wcześniej publikowanych prognoz wyników na dany rok.....	50
6. Akcjonariusze posiadający co najmniej 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A.	51
7. Stan posiadania akcji Emitenta lub uprawnień do nich przez osoby zarządzające i nadzorujące ENEA S.A.	51
8. Postępowania toczące się przed sądem, organem właściwym dla postępowania arbitrażowego lub organem administracji publicznej	52
8.1. Postępowanie dotyczące zobowiązań albo wierzytelności emitenta lub jednostki od niego zależnej, których wartość stanowi co najmniej 10% kapitałów własnych ENEA S.A.	52
8.2. Dwa lub więcej postępowań, dotyczące zobowiązań oraz wierzytelności, których łączna wartość stanowi odpowiednio co najmniej 10% kapitałów własnych	52
9. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązаныmi	52
10. Informacje o udzieleniu poręczeń kredytu lub pożyczki lub udzieleniu gwarancji.....	53
11. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta.....	55
11.1. Koncesje.....	55
11.2. Dominująca pozycja na rynku lokalnym	55
11.3. Rating.....	55
11.4. Specyfikacja i charakter działalności ENEA Wytwarzanie	56
11.5. Charakterystyka realizowanych zadań inwestycyjnych w ENEA Wytwarzanie	56
11.6. Gospodarka odpadami	57
11.7. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy 1.075 MW brutto	58
11.8. Obecnie realizowane inwestycje w ENEA Wytwarzanie.....	59
11.9. Nowe regulacje prawne w zakresie OZE	59
11.10. Program efektywności energetycznej.....	59
11.11. Gwarancje kredytowe i bankowe	60
11.12. Regulacje prawne i taryfy.....	60
11.13. Liberalizacja rynku.....	61
11.14. Kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej (KDT).....	62
11.15. Transport węgla.....	63
11.16. Spory zbiorowe	63
11.17. Zmiany osobowe w organach ENEA S.A.	63

12. Czynniki, które w ocenie emitenta będą miały wpływ na osiągnięte przez niego wyniki w perspektywie co najmniej kolejnego kwartału.....	64
12.1. Czynniki związane z działalnością gospodarczą	64
12.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej	64
12.3. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe	67
12.4. Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii	69
12.5. Realizacja strategii rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA	74
12.6. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych	79
12.7. Ryzyka związane z możliwością realizacji strategii	79
12.8. Rezultat synergii	81

1. Wprowadzenie

Niniejsze „Pozostałe informacje” do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za I kwartał 2013 r. zatwierdzone zostały przez Zarząd ENEA S.A. do publikacji w dniu 8 maja 2013 r. Zawierają dane na koniec okresu sprawozdawczego, tj. 31 marca 2013 r. wraz z danymi porównawczymi za poprzednie okresy sprawozdawcze prezentowane zgodnie z wymogami MSR/MSSF. W zakresie, o którym mowa w § 87 ust. 7 pkt 5 i 6 rozporządzenia Ministra Finansów z dnia 19 lutego 2009 r. w sprawie informacji bieżących i okresowych [...], dokument ten prezentuje również aktualne informacje wg. stanu na dzień publikacji rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za I kwartał 2013 r., tj. 15 maja 2013 r.

1.1. Wybrane dane finansowe

1.1.1. Wybrane skonsolidowane dane finansowe Grupy Kapitałowej ENEA

W związku z zastosowanymi przez Grupę Kapitałową w 2012 r. zmianami zasad rachunkowości, zaprezentowane w niniejszej prezentacji dane porównawcze pochodzące ze skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu zachowania porównywalności.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	2 645 780	2 380 334	90,0%	-265 446
Zysk / (strata) z działalności operacyjnej	228 206	369 790	162,0%	141 584
Zysk / (strata) przed opodatkowaniem	262 971	385 499	146,6%	122 528
Zysk / (strata) netto okresu sprawozdawczego	203 300	308 639	151,8%	105 339
EBITDA	420 308	564 457	134,3%	144 149
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	178 298	265 346	148,8%	87 048
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-519 461	-518 146	99,7%	1 315
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-8 482	-811	9,6%	7 671
Przepływy pieniężne netto, razem	-349 645	-253 611	72,5%	96 034
Średnioważona liczba akcji [szt.]	441 442 578	441 442 578	100,0%	0
Zysk netto na akcję [zł]	0,46	0,70	152,2%	0,24
Rozwodniony zysk na akcję [zł]	0,46	0,70	152,2%	0,24

W 2012 r. wprowadzono zmiany do polityki rachunkowości dotyczące zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂. Zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków i strat i innych całkowitych dochodów dane porównawcze za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu uwzględnienia wpływu zmiany zasad rachunkowości i zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r.

Dotychczasowe rozliczenie CO₂: przydział darmowych uprawnień rozliczany był proporcjonalnie do produkcji energii elektrycznej. Na brakujące uprawnienia do rzeczywistej emisji rozliczane były uprawnienia płatne (EUA, CER, wg odrębnych kolejek FIFO). Uprawnienia przyznane na dany rok były wykorzystywane w 100% w roku, którego dotyczył przydział, brakującą ilość uzupełniano uprawnieniami zakupionymi (rezerwa tworzona była, jeżeli rzeczywista emisja przekraczała posiadany przez Grupę przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂).

Nowa metoda: uprawnienia do emisji CO₂ ujmowane są jako krótkoterminowe wartości niematerialne. Ich rozchód ujmowany jest zgodnie z zasadą FIFO przy czym zarówno otrzymane nieodpłatnie jak i zakupione prawa EUA rozliczane są w jednej kolejce FIFO. Uprawnienia CER szare i CER zielone w odrębnych kolejkach FIFO. Na nierozliczoną emisję CO₂ w okresie sprawozdawczym tworzy się rezerwę. Rezerwa tworzona jest przy uwzględnieniu pierwszeństwa rozliczenia jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) w ilości, którą regulacje prawne dopuszczają do umorzenia w danym okresie rozliczeniowym. Rezerwa na pozostałą emisję CO₂ tworzona jest w wysokości kosztu posiadanych uprawnień do emisji, przy zastosowaniu zasady ich rozliczania w oparciu o kolejkę FIFO. Na brakującą ilość uprawnień rezerwa tworzona jest w oparciu o aktualne ceny rynkowe praw do emisji CO₂.

Wykazane w aktywach prawa do emisji umarza się w ciężar rezerwy w momencie rzeczywistego rozliczenia obowiązku tj. umorzenia uprawnień po zakończeniu roku, przy zastosowaniu aktualnej na ten moment kolejki FIFO.

Zmiana spowodowała wzrost kosztów materiałów i surowców o 69.278 tys. zł, spadek amortyzacji o 12.333 tys. zł, co przekłada się na zmniejszenie wyniku operacyjnego o 56.945 tys. zł, natomiast zysku netto o 46.126 tys. zł.

Dane w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2012 r.	31 marca 2013 r.		
Aktywa razem	14 710 462	14 717 854	100,1%	7 392
Zobowiązania razem	3 772 174	3 477 472	92,2%	-294 702
Zobowiązania długoterminowe	1 748 504	1 752 850	100,2%	4 346
Zobowiązania krótkoterminowe	2 023 670	1 724 622	85,2%	-299 048
Kapitał własny	10 938 288	11 240 382	102,8%	302 094
Kapitał zakładowy	588 018	588 018	100,0%	0
Wartość księgową na akcję [zł]	24,78	25,46	102,7%	0,68
Rozwodniona wartość księgową na akcję [zł]	24,78	25,46	102,7%	0,68

1.1.2. Wyniki na poszczególnych segmentach działalności

W związku z zastosowanymi przez Grupę Kapitałową w 2012 r. zmianami zasad rachunkowości, zmianie uległa prezentacja wyników segmentów działalności w sprawozdaniu finansowym Grupy Kapitałowej za I kwartał 2013 r. Dane dotyczące wyników segmentów za I kwartał 2012 r. zostały przekształcone w celu zachowania porównywalności. Poniżej przedstawione zostały dokonane korekty na poszczególnych segmentach.

Segmenty w tys. zł	I kwartał 2012 r.	korekty	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)
Obrót			
Przychody ze sprzedaży ¹⁾	1 213 281	-27 627	1 185 654
EBIT	42 197		42 197
Amortyzacja	133	-49	84
EBITDA	42 330	-49	42 281
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	6		6
Dystrybucja			
Przychody ze sprzedaży	722 121		722 121
EBIT	145 652		145 652
Amortyzacja	94 042	571	94 613
EBITDA	239 694	571	240 265
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne ³⁾	40 414	61 746	102 160
Wytwarzanie			
Przychody ze sprzedaży	818 827		818 827
EBIT ²⁾	134 136	-56 945	77 191
Amortyzacja ²⁾	102 114	-12 333	89 781
EBITDA ²⁾	236 250	-69 278	166 972
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	68 397		68 397
Pozostała działalność			
Przychody ze sprzedaży ¹⁾	152 179	-3 691	148 488
EBIT	8 952		8 952
Amortyzacja	7 597	-1 545	6 052
EBITDA	16 549	-1 545	15 004
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	6 222		6 222
Wyłączenia			
Przychody ze sprzedaży ¹⁾	-260 628	31 318	-229 310
EBIT	-14 944		-14 944
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-46 726		-46 726
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-30 842		-30 842
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	549	1 023	1 572

Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji ³⁾	74 268	-61 746	12 522
RAZEM			
Przychody ze sprzedaży	2 645 780		2 645 780
EBIT ²⁾	285 151	-56 945	228 206
Amortyzacja ²⁾	204 435	-12 333	192 102
EBITDA ²⁾	489 586	-69 278	420 308
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	142 581		142 581

Istotne korekty dotyczą:

- 1) przesunięcia przychodów ze sprzedaży z segmentu Obrót oraz z segmentu Pozostałej działalności dotyczących obrotów wewnętrznych między spółkami wchodzącymi w skład tych segmentów do segmentu Wyłączenia,
- 2) korekty kosztów segmentu, w związku ze zmianą do polityki rachunkowości dotyczącej zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂,
- 3) ujęcia prezentacyjnego - w porównaniu do wielkości wykazanych w sprawozdaniu finansowym za I kwartał 2012 r. przesunięcie nakładów inwestycyjnych między segmentem Dystrybucji a nakładami wyłączonymi z segmentacji.

Wyniki na poszczególnych segmentach działalności w I kwartale 2013 r. w porównaniu do I kwartału 2012 r.

Segmenty w tys. zł	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Obrót				
Przychody ze sprzedaży	1 185 654	955 615	80,6%	-230 039
EBIT	42 197	137 074	324,8%	94 877
EBITDA	42 281	137 173	324,4%	94 892
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	6	883	14716,7%	877
Dystrybucja				
Przychody ze sprzedaży	722 121	736 492	102,0%	14 371
EBIT	145 652	187 160	128,5%	41 508
EBITDA	240 265	280 001	116,5%	39 736
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	102 160	121 875	119,3%	19 715
Wytwarzanie				
Przychody ze sprzedaży	818 827	797 391	97,4%	-21 436
EBIT	77 191	68 828	89,2%	-8 363
EBITDA	166 972	163 449	97,9%	-3 523
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	68 397	228 409	333,9%	160 012
Pozostała działalność				
Przychody ze sprzedaży	148 488	142 502	96,0%	-5 986
EBIT	8 952	9 127	102,0%	175
EBITDA	15 004	15 550	103,6%	546

Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	6 222	9 825	157,9%	3 603
Wyłączenia				
Przychody ze sprzedaży	-229 310	-251 666	109,7%	-22 356
EBIT	-14 944	-5 199	34,8%	9 745
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	-46 726	-10 705	22,9%	36 021
Koszty nieprzypisane (koszty zarządu)	-30 842	-27 200	88,2%	3 642
Amortyzacja wyłączona oraz nieprzypisana do segmentów	1 572	683	43,4%	-889
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne wyłączone z segmentacji	12 522	512	4,1%	-12 010
RAZEM				
Przychody ze sprzedaży	2 645 780	2 380 334	90,0%	-265 446
EBIT	228 206	369 790	162,0%	141 584
EBITDA	420 308	564 457	134,3%	144 149
Nakłady inwestycyjne na środki trwałe i wartości niematerialne	142 581	350 799	246,0%	208 218

Wzrost wyniku EBITDA na segmencie obrotu o 94.892 tys. zł, tj. o 224,4% wynika ze wzrostu marży I pokrycia na działalności obrotu o 92.118 tys. zł. W 2013 r. uzyskano wyższą jednostkową marżę na jednostce sprzedanej energii odbiorcom końcowym o 30,69 zł/MWh, co wynika ze wzrostu średniej ceny sprzedaży o 1,2% przy zmniejszeniu średniej ceny nabycia o 10,9%, w I kwartale 2013 r. nastąpił spadek wolumenu sprzedaży energii odbiorcom końcowym o 692 GWh. Na poziom marży wpływa spadek kosztów zakupu świadectw pochodzenia o 75.595 tys. zł oraz spadek przychodów dotyczących sprzedaży niezafakturowanej o 16.596 tys. zł. Dodatkowo uzyskano niższy wynik na usługach świadczonych przez ENEA Trading na rzecz ENEA Wytwarzanie o 3.595 tys. zł. Ponadto, uzyskano wyższy wynik na pozostałej działalności operacyjnej o 9.229 tys. zł (wzrost przychodów z tytułu zmniejszenia odpisów aktualizujących należności dotyczących energii elektrycznej oraz zwiększone koszty odpisanych należności, dotyczących głównie Fabryki Papieru Szczecin - Skolwin w upadłości). Jednocześnie zanotowano wyższe przychody z tytułu rozwiązania rezerw na roszczenia o odszkodowania oraz niższe koszty rezerw na sprawy sądowe. W I kwartale 2012 r. uzyskano zysk na sprzedaży środków trwałych (głównie prawo własności budynku i gruntu) w wysokości 2.190 tys. zł.

Wzrost wyniku EBITDA na segmencie dystrybucji o 39.736 tys. zł, tj. o 16,5% spowodowany jest głównie wzrostem sprzedaży usług dystrybucyjnych o 18.356 tys. zł (wzrost średniej ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych o 3,9%) oraz wzrostem przychodów z tytułu rozliczenia rynku bilansującego o 12.274 tys. zł. Ponadto zmniejszeniu uległy szacowane przychody ze sprzedaży niezafakturowanej o 11.123 tys. zł oraz przychody z tytułu opłat za przyłączenia do sieci o 1.599 tys. zł. W I kwartale 2013 r. w stosunku do I kwartału ubiegłego roku nastąpił spadek kosztów segmentu dystrybucji o 25.365 tys. zł, na co składa się głównie spadek kosztów usług przesyłowych oraz spadek kosztów zakupu energii na potrzeby sprzedaży, jednocześnie na poziom kosztów segmentu wpływa spadek wyniku na pozostałej działalności operacyjnej (niższe przychody z tytułu nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych, wyższy poziom rezerwy na roszczenia o odszkodowanie oraz ujęcie kosztów za bezumowne korzystanie z nieruchomości) oraz niższy wynik na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych.

Spadek wyniku EBITDA na segmencie wytwarzania o 3.523 tys. zł, tj. o 2,1% na co składa się głównie:

- Spadek EBITDA w ENEA Wytwarzanie S.A. o 10.962 tys. zł, co wynika z uzyskania niższych przychodów z tytułu świadectw pochodzenia o 28.857 tys. zł (spadek średniej ceny sprzedaży o 35,4%). Dodatkowo nastąpił wzrost przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 1.429 tys. zł przy spadku cen energii o 10%. Nastąpiło także obniżenie kosztów operacyjnych o 14.239 tys. zł (obniżenie kosztów zużycia materiałów i surowców o 25.061 tys. zł - zmniejszenie kosztów emisji CO₂, wzrost kosztów zużycia węgla, zmniejszenie kosztów zużycia biomasy).
- Spadek EBITDA w Elektrociepłowni Białystok S.A. o 4.019 tys. zł, co wynika ze spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 8.636 tys. zł (niższy wolumen o 13 GWh oraz niższa cena o 19,5%) oraz osiągnięcia niższych przychodów z tytułu świadectw pochodzenia o 4.924 tys. zł (spadek średniej ceny sprzedaży zielonych certyfikatów o 51,0%). Ponadto, poniesiono niższe koszty zużycia surowców o 9.227 tys. zł, co wynika ze spadku kosztów zużycia węgla o 6.707 tys. zł (spadek średniego kosztu węgla o 3,0%), z korekty kosztów w I kwartale 2012 r. polegającej na przesunięciu amortyzacji dotyczącej wyceny praw do emisji CO₂ w wysokości 12.333 tys. zł do kosztów materiałów i surowców. Ponadto, w Elektrociepłowni Białystok S.A. poniesiono wyższe koszty zużycia biomasy o 10.035 tys. zł (wyższa o 24 GWh produkcja energii z biomasy).
- Uwzględnienie EBITDA Windfarm Polska Sp. z o.o. w kwocie 13.487 tys. zł. Spółka została włączona do działalności Grupy Kapitałowej ENEA w kwietniu 2012 r.
- Spadek EBITDA w spółce Elektrownie Wodne Sp. z o.o. 1.187 tys. zł, co wynika głównie z uzyskania niższych przychodów z tytułu świadectw pochodzenia o 1.818 tys. zł (spadek średniej ceny sprzedaży o 19,5%).

Wzrost wyniku EBITDA na segmencie pozostałej działalności o 546 tys. zł, tj. o 3,6%.

Spadek kosztów zarządu o 3.642 tys. zł, tj. o 11,8% wynika w szczególności ze spadku kosztów usług obcych oraz kosztów świadczeń pracowniczych.

1.2. Kluczowe dane operacyjne

Wyszczególnienie	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Zmiana %
Całkowite wytwarzanie energii elektrycznej (netto) [GWh], w tym m.in.:	2 742,0	3 039,2	10,8%
Produkcja netto ENEA Wytwarzanie wraz ze współpalaniem biomasy [GWh]	2 543,2	2 818,1	10,8%
Produkcja z odnawialnych źródeł energii [GWh], w tym:	93,0	146,6	57,6%
Spalanie biomasy	42,3	61,7	45,9%
Elektrownie wodne	45,6	46,9	2,9%
Farmy wiatrowe	5,0	35,7	614,0%
Biogazownie	0,1	2,3	2 200,0%
Wytwarzanie ciepła brutto [GJ]	2 068 326	2 095 284	1,3%
Dystrybucja [GWh]	4 545	4 497	-1,1%
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym [GWh]	4 108	3 415	-16,9%

2. Opis organizacji Grupy Kapitałowej ENEA

Na dzień 31 marca 2013 r. Grupa Kapitałowa składała się z jednostki dominującej ENEA S.A. („Spółka”, „Jednostka Dominująca”) 15 spółek bezpośrednio zależnych, 7 spółek pośrednio zależnych i 1 spółki stowarzyszonej. W obrębie Grupy Kapitałowej ENEA („Grupa”) funkcjonują trzy wiodące podmioty, tj. ENEA S.A. (obrot energii elektryczną), ENEA Operator Sp. z o.o. (dystrybucja energii elektrycznej) oraz ENEA Wytwarzanie S.A. (wytwarzanie energii elektrycznej). Pozostałe podmioty świadczą działalność pomocniczą w odniesieniu do wymienionych spółek.

Informacje ogólne o ENEA S.A.:

Informacje ogólne o ENEA S.A.	
Nazwa (firma):	ENEA Spółka Akcyjna
Forma prawna:	Spółka Akcyjna
Kraj siedziby:	Rzeczpospolita Polska
Siedziba:	Poznań
Adres:	ul. Górecka 1, 60-201 Poznań
Krajowy Rejestr Sądowy – Sąd Rejonowy Poznań – Nowe Miasto i Wilda w Poznaniu	KRS 0000012483
Numer telefonu:	(+48 61) 884 53 00
Numer faksu:	(+48 61) 884 59 55
E-mail:	enea@enea.pl
Strona internetowa:	www.enea.pl
Numer klasyfikacji statystycznej (REGON):	630139960
Numer klasyfikacji podatkowej (NIP):	777-00-20-640

Na dzień 31 marca 2013 r. spółki z Grupy Kapitałowej ENEA prowadziły działalność w zakresie wskazanym poniżej:

Spółka dominująca	Zakres działalności
ENEA S.A. z siedzibą w Poznaniu	Obrót energią elektryczną
Spółki zależne ENEA S.A.	Zakres działalności
1. ENEA Wytwarzanie S.A. z siedzibą w Świerżach Górnych	Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła skojarzonego z wytwarzaniem energii elektrycznej.
2. ENEA Operator z siedzibą w Poznaniu	Dystrybucja energii elektrycznej prowadzona od dnia 1 lipca 2007 r. w oparciu o koncesję wydaną w dniu 28 czerwca 2007r. przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na okres od 1 lipca 2007 r. do 1 lipca 2017 r. Jednocześnie w dniu 30 czerwca 2007 r. Prezes URE wyznaczył ENEA Operator Sp. z o.o. na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres obowiązywania koncesji.
3. Energomiar Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu	Produkcja zegarów astronomicznych, konserwacja, montaż, legalizacja i wzorcowanie liczników energii elektrycznej, odczyty poboru energii elektrycznej oraz usługi radiowego sterowania mocą.
4. BHU S.A. z siedzibą w Poznaniu	Handel urządzeniami, sprzętem i materiałami elektroenergetycznymi.
5. Hotel EDISON Sp. z o.o. z siedzibą w Baranowie	Działalność hotelarska, gastronomiczna, szkoleniowa, wczasowa i rekreacyjno-sportowa.

6. Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu	Prowadzenie samochodowych usług transportowych i warsztatowych.
7. Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. z siedzibą w Gronówku	Projektowanie, budowa, modernizacja i eksploatacja sieci elektroenergetycznych i związanych z nimi urządzeń.
8. Energo-Tour Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu	Usługi hotelarskie, gastronomiczne, organizowanie wczasów, obozów, kolonii, usługi turystyczne oraz działalność związana z ochroną zdrowia.
9. Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrawiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. z siedzibą w Inowrocławiu	Działalność sanatoryjna oraz w zakresie ochrony zdrowia i rehabilitacji.
10. ENEOS Sp. z o.o. z siedzibą w Poznaniu	Eksploatacja i konserwacja oświetlenia ulicznego.
11. ENTUR Sp. z o.o. w likwidacji * z siedzibą w Szczecinie	Działalność wypoczynkowa, turystyczna, rekreacyjna, szkoleniowa, gastronomiczna oraz świadczenie usług w zakresie ochrony zdrowia.
12. ITSERWIS Sp. z o.o. z siedzibą w Zielonej Górze	Działalność w zakresie telekomunikacji przewodowej i bezprzewodowej oraz działalność usługową w zakresie technologii informatycznych i komputerowych, a także sprzedaż hurtową i detaliczną sprzętu elektronicznego i telekomunikacyjnego, komputerów, i oprogramowania.
13. ENEA Centrum S.A. z siedzibą w Poznaniu	Świadczenie usług obsługi klienta w imieniu i na rzecz ENEA S.A.
14. Annacond Enterprises Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie	Spółka jest obecnie przygotowywana do rozpoczęcia działalności operacyjnej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.
15. ENEA Trading Sp. z o.o. z siedzibą w Świerżach Górnych	Zarządzanie portfelem oraz obrót energią elektryczną na rzecz Obszaru Wytwarzania i Obszaru Sprzedaży

Spółki zależne ENEA Wytwarzanie S.A.	Zakres działalności
1. Elektrociepłownia Białystok S.A. z siedzibą w Białymstoku	Produkcja energii cieplnej i elektrycznej.
2. Elektrownie Wodne Sp. z o.o. z siedzibą w Samociążku	Wytwarzanie energii elektrycznej, usługi w zakresie eksploatacji elektrowni wodnych, rozwój działalności w zakresie wytwarzania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych poprzez realizację projektów parków wiatrowych oraz elektrowni biogazowych.
3. Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. z siedzibą w Pile	Wytwarzanie, przesył oraz dystrybucja energii cieplnej oraz wytwarzanie skojarzonej energii elektrycznej i cieplnej przy wykorzystaniu bloków siłowniano-ciepłowniczych.
4. Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach	Wytwarzanie, przesył oraz dystrybucja energii cieplnej.
5. Windfarm Polska Sp. z o.o. z siedzibą w Koszalinie	Wytwarzanie energii elektrycznej.
6. Dobitt Energia Sp. z o.o. z siedzibą w Gorzesławiu	Właściciel projektu budowlanego elektrowni biogazowej (rolniczej) o mocy elektrycznej 1,6 MW.

Spółka stowarzyszona ENEA Wytwarzanie S.A.	Zakres działalności
1. Energo-Invest-Broker S.A. z siedzibą w Toruniu	Działalność w zakresie kompleksowej obsługi brokerskiej.
Spółka zależna Elektrociepłowni Białystok S.A.	Zakres działalności
1. Ecebe Sp. z o.o. z siedzibą w Augustowie	Działalność hotelarska i restauracyjna, działalność związana z turystyką, kulturą, rekreacją i sportem.

* Podmiot w likwidacji - szczegółowy opis znajduje się w pkt. 2.1. Opis dokonanych zmian w strukturze Grupy.

Spółki bezpośrednio zależne

ENEA S.A. na dzień 31 marca 2013 r. posiadała udziały lub akcje w 15 spółkach bezpośrednio zależnych o łącznej nominalnej wartości 6.961.633,4 tys. zł, co stanowiło na dzień 31 marca 2013 r. 99,88% łącznej nominalnej wartości kapitałów zakładowych tych spółek, wynoszącej 6.969.668,9 tys. zł.

Udział ENEA S.A. w kapitale zakładowym spółek zależnych.

L.p.	Nazwa i adres Spółki	Kapitał zakładowy - wartość nominalna [tys. zł]	Udział ENEA S.A. [tys. zł]	Udział % ENEA S.A. w kapitale i prawie głosu
1	BHU S.A. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	16 540,70	15 320,70	92,62
2	Hotel EDISON Sp. z o.o. Baranowo k/Poznania, 62-081 Przeźmierowo	21 271,50	21 271,50	100,00
3	Energetyka Poznańska Zakład Transportu Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 975,50	4 975,50	100,00
4	Energomiar Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	2 749,00	2 749,00	100,00
5	Energetyka Poznańska Przedsiębiorstwo Usług Energetycznych ENERGOBUD Leszno Sp. z o.o. Gronówko 30, 64-111 Lipno k/Leszna	11 050,00	11 050,00	100,00
6	Energo-Tour Sp. z o.o. ul. Marcinkowskiego 27, 61-745 Poznań	9 543,00	9 535,00	99,92
7	ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	4 678 050,00*	4 678 050,00	100,00
8	ENEA Wytwarzanie S.A. Świerże Górne, gmina Kozienice, 26-900 Kozienice 1	2 046 049,50	2 046 049,50	100,00
9	ITSERWIS Sp. z o.o. ul. Zacisze 28, 65-775 Zielona Góra	6 364,00	6 364,00	100,00
10	ENEOS Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 60-479 Poznań	32 089,50	32 089,50	100,00
11	ENTUR Sp. z o.o. w likwidacji** ul. Malczewskiego 5/7, 71-616 Szczecin	4 134,50	4 134,50	100,00

12	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej Centrum Uzdrawiskowe ENERGETYK Sp. z o.o. ul. Wilkońskiego 2, 88-100 Inowrocław	17 448,00	17 438,00	99,94
13	ENEA Centrum S.A. ul. Górecka 1, 60-201 Poznań	1 973,70	1 973,70	100,00
14	Annacond Enterprises Sp. z o.o. ul. Jana III Sobieskiego 1 / 4, 02-957 Warszawa	17 430,00	10 632,50	61,00
15	ENEA Trading Sp. z o.o. Świerże Górne, gmina Kozienice, 26-900 Kozienice 1	100 000,00	100 000,00	100,00
	OGÓŁEM	6 969 668,9	6 961 633,4	99,88

* Kapitał zakładowy zgodnie ze statutem i KRS. W sprawozdaniu finansowym sporządzonym zgodnie z MSSF UE kapitał zakładowy wykazany jest po korektach kapitału z rozliczenia aportu.

** Podmiot w likwidacji - szczegółowy opis znajduje się w pkt. 2.1. Opis dokonanych zmian w strukturze Grupy.

Spółki pośrednio zależne i stowarzyszone

L.p.	Nazwa i adres Spółki	Udział % ENEA Wytwarzanie S.A. w kapitale i prawie głosu
1	Elektrociepłownia Białystok S.A. ul. Gen. Andersa 3, 15-124 Białystok	99,996
2	Elektrownie Wodne Sp. z o.o. Samociążek 92, 86-010 Koronowo	100,00
3	Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. ul. Kaczorska 20, 64-920 Piła	65,03
4	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. ul. Wybudowanie 56, 64-600 Oborniki	93,99
5	Windfarm Polska Sp. z o.o. ul. Wojska Polskiego 24-26, 75-712 Koszalin	100,00
6	Dobitt Energia Sp. z o.o. Gorzestaw 8, 56-420 Bierutów	100,00
7	Energo-Invest-Broker S.A. ul. Jęczmienna 21, Toruń	38,46*
8	Lubelski Węgiel „BOGDANKA” S.A. z siedzibą w Puchaczowie	1,43**
9	Zakłady Pomiarowo – Badawcze Energetyki „Energopomiar” Sp. z o. o. z siedzibą w Gliwicach	7,36**

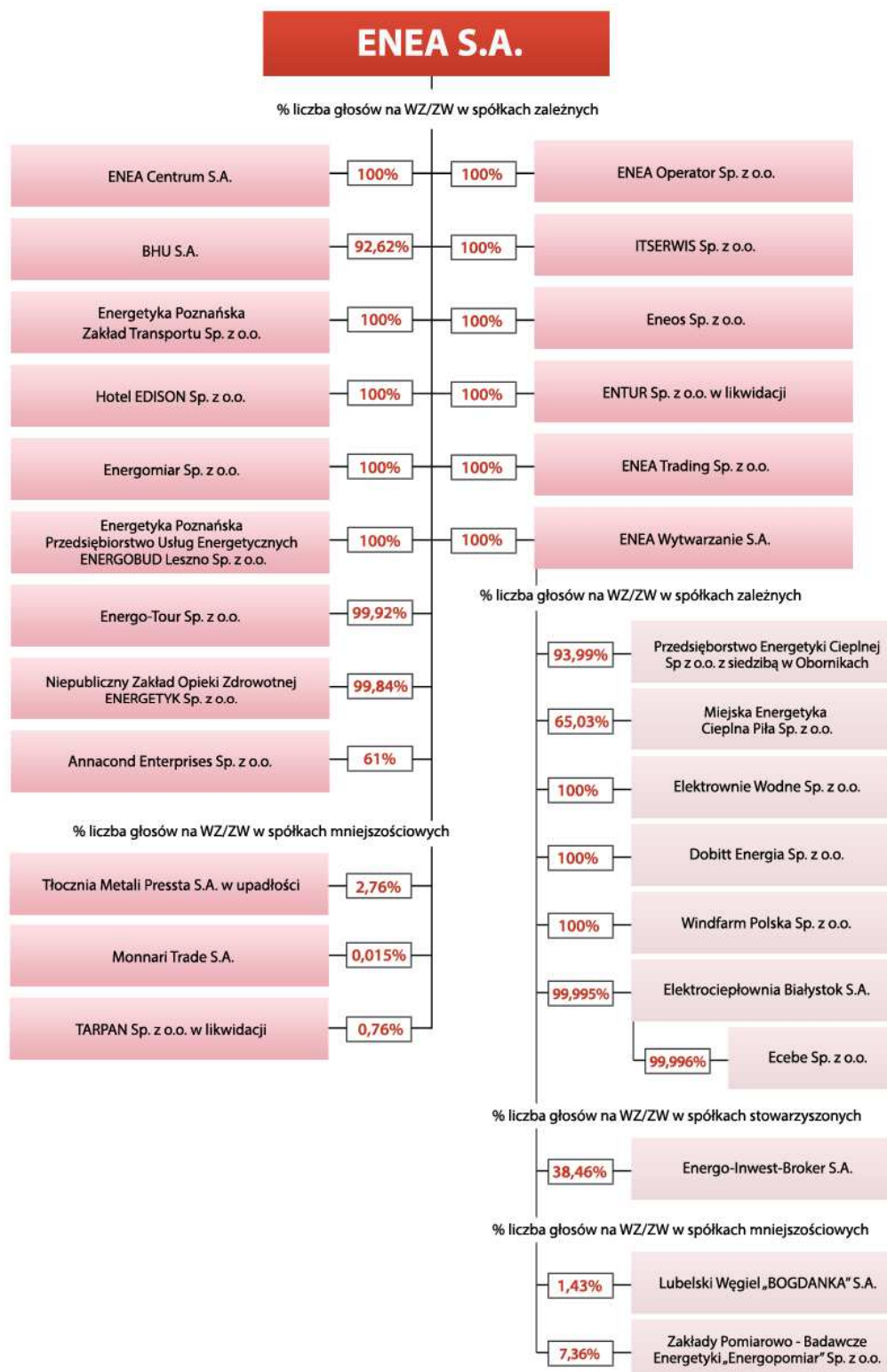
L.p.	Nazwa i adres Spółki	Udział % Elektrociepłowni Białystok S.A. w kapitale i prawie głosu
1	Ecebe Sp. z o.o. ul. Wojciecha 8, Augustów	99,996***

* Spółka stowarzyszona ENEA Wytwarzanie S.A.

** Spółka z udziałem mniejszościowym ENEA Wytwarzanie S.A.

*** Spółka pośrednio zależna od ENEA Wytwarzanie S.A. poprzez udziały w Spółce Elektrociepłownia Białystok S.A.

Schemat organizacyjny przedstawiający strukturę Grupy Kapitałowej ENEA na dzień 31 marca 2013 r.



2.1. Opis dokonanych zmian w strukturze Grupy

W dniu 27 lutego 2013 r. Nadzwyczajne Zgromadzenie Wspólników spółki zależnej Emitenta, ENTUR Sp. z o.o. z siedzibą w Szczecinie podjęło uchwałę w sprawie rozwiązania Spółki po przeprowadzeniu postępowania likwidacyjnego. Na likwidatora została wyznaczona Pani Luiza Jelewska. Uchwały o których mowa powyżej weszły w życie z dniem 1 marca 2013 r.

Likwidacja ENTUR Sp. z o.o. jest wynikiem realizowanej przez Emitenta restrukturyzacji Grupy Kapitałowej ENEA ukierunkowanej m.in. na rozwój działalności podstawowej, w którą nie wpisuje się prowadzona przez ENTUR działalność wypoczynkowa, turystyczna, rekreacyjna, szkoleniowa, gastronomiczna oraz świadczenie usług w zakresie ochrony zdrowia.

W ramach obszaru poprawy efektywności funkcjonowania Grupy realizowane będą cele strategiczne nakierowane na wzrost przychodów, redukcję kosztów oraz integrację operacyjną, które mają zostać osiągnięte m.in. przez wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy Kapitałowej ENEA, zakładającego docelowo funkcjonowanie następujących obszarów biznesowych: centrum korporacyjnego, wytwarzania w oparciu o paliwa kopalne oraz źródła odnawialne, obrotu hurtowego, sprzedaży, dystrybucji oraz centrum usług wspólnych.

2.2. Opis inwestycji kapitałowych w obrębie Grupy

W okresie I kwartału 2013 r. nie dokonywano inwestycji kapitałowych o charakterze udziałowym w obrębie Grupy Kapitałowej ENEA.

2.3. Opis planowanych zmian w obrębie Grupy

W kolejnym etapie Integracji Obszaru Wytwarzania nastąpi inkorporacja do ENEA Wytwarzanie S.A. Elektrociepłowni Białystok S.A., Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. oraz Dobitt Energia Sp. z o.o. ENEA Wytwarzanie S.A. wstąpi z dniem połączenia we wszystkie prawa i obowiązki Elektrociepłowni Białystok S.A., Elektrowni Wodnych Sp. z o.o. i Dobitt Energia Sp. z o.o.

3. Segmenty działalności Grupy Kapitałowej ENEA

Grupa Kapitałowa ENEA (dalej: „Grupa”) zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, jej dystrybucją i obrotem. Powyższą działalność spółki z naszej Grupy prowadzą 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. Poniżej zamieszczamy krótki opis każdego z segmentów działalności, natomiast wyniki finansowe poszczególnych segmentów zostały zamieszczone w pkt. 1.1.2 powyżej.

Wytwarzanie konwencjonalne

Największym wytwórcą energii elektrycznej w holdingu ENEA Wytwarzanie jest Spółka ENEA Wytwarzanie S.A. (dalej: ENEA Wytwarzanie), która weszła w skład Grupy Kapitałowej ENEA 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.

Odnawialne źródła energii

W ramach struktury holdingowej zarządzanej przez ENEA Wytwarzanie energia elektryczna ze źródeł odnawialnych wytwarzana jest przez Elektrociepłownię Białystok S.A. przy produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy, przez Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (21 elektrowni wodnych, Farma Wiatrowa Darżyno), Dobitt Energia Sp. z o.o (Biogazownia Liszkowo) oraz Biogazownię w Gorzesławiu o mocy 1,6 MWe oraz Windfarm Polska Sp. z o.o. (Farma Wiatrowa Bardy). Współspalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) przypisano do obszaru wytwarzania konwencjonalnego.

Dystrybucja

W naszej Grupie za dystrybucję energii elektrycznej odpowiada ENEA Operator Sp. z o.o. (dalej: ENEA Operator), która pełni funkcję operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego (OSD).

ENEA Operator działa, jako monopolista pełniący rolę spółki użytecznej publicznie, w ściśle regulowanych prawem warunkach.

Podstawowym aktem prawnym określającym zadania i obowiązki Spółki jest ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, w której znajdują się również przepisy stanowiące implementację do prawa polskiego przepisów prawa unijnego, w szczególności zapisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72 z dnia 13 lipca 2009 r., dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE.

Obrót

W ramach Grupy Kapitałowej ENEA sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym należy w znacznej części do ENEA S.A., dla której jest ona głównym przedmiotem działalności. Handel hurtowy w większości realizowany jest przez ENEA Trading Sp. z o. o. Spółka ta odpowiada względem ENEA m.in. za zarządzanie portfelem energii elektrycznej oraz praw majątkowych ENEA S.A., zakup energii elektrycznej i praw majątkowych na rzecz ENEA S.A. oraz w imieniu i na rzecz ENEA S.A. pełni funkcję operatora handlowego (OH).

Pozostała działalność

Spółki z Grupy prowadzą działalność pomocniczą wobec działalności podstawowej wymienionej powyżej. Pozostała działalność to przede wszystkim budowa, rozbudowa, modernizacja i remonty sieci oraz urządzeń energetycznych, projektowanie, konstruowanie produkcja i sprzedaż urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej. Ponadto, spółki zajmują się świadczeniem usług związanych

z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia, usług transportowych, działalnością socjalną oraz obsługą klientów.

Całkowita moc wytwórcza

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]	Moc osiągalna [MW]
ENEA Wytwarzanie*	2 845,000	2 905,000
Elektrociepłownia Białystok	203,500	156,600
Farma Wiatrowa Bardy	50,000	50,000
Dobbit Energia w tym: Liszkowo – 2,126 MW, Gorzesław w trakcie rozruchu	2,126	2,126
MEC Piła	0,372	0,372
Elektrownie Wodne**	66,299	63,600
RAZEM	3 167,297	3 177,698

* W ENEA Wytwarzanie produkowana jest również niewielka ilość energii cieplnej - moc cieplna elektrowni wynosi 266 MWt.

** W tym Farma Wiatrowa Darżyno - moc 6,00 MW.



3.1. Wytwarzanie

3.1.1. Wytwarzanie konwencjonalne

3.1.1.1. ENEA Wytwarzanie

Wytwarzanie konwencjonalne skupione jest w elektrowni należącej do ENEA Wytwarzanie. Należy zauważyć, że praca tej elektrowni charakteryzuje się niskim wskaźnikiem emisyjności dwutlenku węgla (w I kwartale 2013 r. 856 kg/MWh) oraz jednym z najniższych wskaźników zużycia węgla na MWh wytworzonej energii elektrycznej, który w I kwartale 2013 r. wynosił 0,404 Mg/MWh. Elektrownia osiągnęła w I kwartale 2013 r. ogólną sprawność wytwarzania brutto na poziomie 39,3 %.

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez ENEA Wytwarzanie w I kwartale w latach 2012-2013 w MWh w ujęciu brutto i netto (wyprodukowana i sprzedana) prezentuje tabela poniżej:

Całkowita ilość energii elektrycznej brutto wyprodukowana przez ENEA Wytwarzanie [MWh]*		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	2 763 645,600	3 052 023,800
Całkowita ilość energii elektrycznej netto wyprodukowana i sprzedana przez ENEA Wytwarzanie [MWh]*		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	2 543 162,394	2 818 131,635

* wraz ze współpalaniem

ENEA Wytwarzanie wyprodukowała i sprzedała w I kwartale 2013 r. 2.818.131,635 MWh.

Od stycznia 2008 r. ENEA Wytwarzanie rozpoczęła również wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych poprzez współpalanie biomasy z paliwem konwencjonalnym (węgiel kamienny) dzięki instalacji do współpalania biomasy stałej z węglem dla bloków 200-megawatowych. W I kwartale 2013 r. ENEA Wytwarzanie rozpoznała świadectwa pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych w ilości 90.171,171 MWh.

Dalsze współpalanie biomasy z węglem uwarunkowane będzie opłacalnością produkcji energii „zielonej”, zależnej w decydującym stopniu od cen praw majątkowych ze świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł energii (PMOZE) oraz nowych regulacji prawnych (nowa Ustawa o OZE) w zakresie współpalania.

W I kwartale 2013 r. ENEA Wytwarzanie zakupiła 53.103,46 Mg biomasy dla celów wytwarzania energii odnawialnej.

W pierwszych kwartałach w latach 2012-2013 spalono następujące ilości biomasy:

Ilość spalonej biomasy przez ENEA Wytwarzanie [Mg]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	66 005,35	54 228,99

Ilość energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych i kogeneracji z podziałem na certyfikaty w ENEA Wytwarzanie w I kwartale w latach 2012-2013, kształtowała się następująco*:

Energia z OZE Zielone certyfikaty [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	118 047,820	90 171,171

Energia z kogeneracji Czerwone certyfikaty [MWh]		
Okres	2012 r.**	2013 r.***
I kwartał	26 349,339	0,000

* Ewidencja zgodna z ilością wyprodukowanej energii w danym okresie. Ewentualne korekty przypisywane są do okresu, którego dotyczą.

** Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 r. oraz Rozporządzeniem z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, w ramach wyznaczania energii elektrycznej ze współspalania oraz energii z kogeneracji wyznaczany jest jeden wolumen energii – brutto, który jest jednocześnie energią netto.

*** Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, zapisy §9.1. zakres obowiązku uzyskania praw majątkowych z kogeneracji obowiązuje do dnia 31 grudnia 2012 r. Do momentu wdrożenia nowych zapisów prawnych nie są składane wnioski o wydanie decyzji dla świadectw pochodzenia, które nie będą miały żadnej wartości,

3.1.1.2. Elektrociepłownia Białystok S.A.

Podstawowymi jednostkami produkcji ciepła w Elektrociepłowni Białystok S.A. (dalej: Elektrociepłownia Białystok) są trzy bloki ciepłownicze oraz szczytowe źródła ciepła o łącznej osiągalnej mocy cieplnej 446,5 MWt. Za produkcję energii elektrycznej odpowiedzialne są ww. bloki ciepłownicze oraz współpracujący z nimi człon kondensacyjny, których osiągalna łączna moc wynosi 156,6 MWe. 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).

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. 9,5%. Poza sezonem grzewczym elektrociepłownia produkuje ciepło tylko na potrzeby ciepłej wody użytkowej i parę technologiczną o łącznej mocy cieplnej około 50 MWt.

Produkcja ciepła brutto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	1 366 054,672	1 360 379,704
Para	109 963,951	102 293,701
Produkcja ciepła netto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	1 344 611,25	1 338 319,17
Para	101 802,22	93 515,63

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej

Proces produkcji energii w Elektrociepłowni Białystok odbywa się w systemie skojarzonym (Kogeneracja). 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 Towarowej Giełdzie Energii S.A. (dalej: TGE). Elektrociepłownia Białystok sprzedaje również energię na poziomie napięcia 15 i 0,4 kV do zakładów przemysłowych położonych w bezpośrednim sąsiedztwie.

Elektrociepłownia Białystok w roku 2012 dokonała konwersji na biomasę jednego z kotłów węglowych. Począwszy od marca 2012 r. kocioł ten był wyłączony z eksploatacji, co spowodowało, w kolejnych okresach, ograniczenie generacji energii elektrycznej do poziomu wynikającego wyłącznie z produkcji skojarzonej z ciepłem. Po pomyślnym zakończeniu procesu inwestycyjnego w grudniu 2012 r., kocioł jest ponownie dostępny do eksploatacji.

Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]*		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	122 649,806	87 783,384
Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]*		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	105 451,596	74 093,533

* z wyłączeniem spalania biomasy

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 trójzwojowych 110/15/6.

3.1.2. Odnawialne źródła energii

W związku z wzrostem obowiązków sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz w kogeneracji, podejmujemy działania mające na celu zwiększenie produkcji „zielonej” energii elektrycznej poprzez rozbudowę własnych mocy wytwórczych. W tym celu zamierzamy sukcesywnie pozyskiwać projekty farm wiatrowych i elektrowni biogazowych, o różnym stopniu zaawansowania - poprzez przejmowanie działających instalacji oraz inwestowanie w projekty rozwojowe realizowane we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Przedmiotem inwestycji będą również instalacje kogeneracyjne oraz źródła ciepła, w których będzie możliwe i ekonomicznie uzasadnione instalowanie agregatów kogeneracyjnych.

3.1.2.1. Elektrownie Wodne

Spółka Elektrownie Wodne Sp. z o.o. (dalej: Elektrownie Wodne) zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W ramach działalności Spółki funkcjonuje 21 elektrowni wodnych oraz Farma Wiatrowa Darżyno.

Ilość energii elektrycznej wytworzonej przez 21 elektrowni wodnych, za które Spółka uzyskała zielone certyfikaty oraz wielkość energii wprowadzonej do sieci w I kwartale w latach 2012-2013 przedstawiała się następująco:

Energia elektryczna brutto wytworzona z OZE, za które Elektrownie Wodne otrzymują zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	46 354,072	47 724,791
Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	45 561,791	46 881,756

Spółka Elektrownie Wodne zajmuje się również realizacją projektów z zakresu odnawialnych źródeł energii, prowadzonych w oparciu o rozwój inwestycji własnych oraz akwizycje rynkowe.

Na portfel projektów własnych składają się farmy wiatrowe o łącznej mocy 42,5 MW, z których najbardziej zaawansowany jest projekt Baczyna o mocy 15 MW, dla którego uzyskano pozwolenie na budowę. Farma ta jest na etapie przygotowania projektu budowlano-wykonawczego i SIWZ.

Uruchomienie instalacji przewidywane jest na I kwartał 2014 r.

Spośród projektów prowadzonych w oparciu o akwizycję rynkową i będących przedmiotem zainteresowania Spółki jest Farma Wiatrowa o mocy 12 MW. Decyzja o realizacji projektu uzależniona jest od ostatecznego uzgodnienia warunków transakcji. W wyniku działań akwizycyjnych w 2012 r. zawarto umowę nabycia praw do projektu elektrowni wiatrowej o mocy 1,8 MW a proces ich przejęcia zakończył się w I kwartale 2013 r.

Uzupełnieniem inwestycji własnych jest pilotażowy projekt farmy fotowoltaicznej o mocy 1 MW. Pilotażowy projekt zespołu ogniw fotowoltaicznych o łącznej mocy do 1 MW zlokalizowany jest na terenie miasta Jastrów. Zabezpieczone zostały już grunty i uzyskano warunki przyłączenia do sieci.

Wielkość produkcji Farmy Wiatrowej w Darżynie o mocy 6 MW:

Energia elektryczna brutto wytworzona przez Farmę Wiatrową Darżyno, za które Spółka Elektrownie Wodne otrzymuje zielone certyfikaty świadectwa pochodzenia energii [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	5 032,521	3 196,259
Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	4 998,293	3 171,945

3.1.2.2. Elektrociepłownia Białystok

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, zakończyła się konwersja drugiego, bliźniaczego kotła OP 140 na kocioł biomasowy ze złożem fluidalnym.

W celu maksymalizacji produkcji energii z OZE w Elektrociepłowni Białystok wykorzystuje się turbosespół kondensacyjny TZ4, zasilany parą upustową turbosespołu ciepłowniczego TZ1 o ciśnieniu 1,0 MPa.

Energia elektryczna brutto wytworzona w jednostce wytwórczej OZE [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	49 138,083	73 102,801

Energia elektryczna brutto wytworzona w jednostce kogeneracji CHP [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	171 769,352	160 886,185
Energia elektryczna netto wytworzona w jednostce wytwórczej OZE [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	42 254,226	61 678,194
Energia elektryczna netto wytworzona w jednostce kogeneracji CHP [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	147 705,822	135 771,727

3.1.2.3. Dobitt Energia

Biogazownia w Gorzesławiu

W dniu 11 maja 2011 r. ENEA S.A. zakupiła spółkę Dobitt Energia Sp. z o.o. (dalej: Dobitt Energia) 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. W 2012 r. działalność Dobitt Energia koncentrowała się na budowie instalacji do produkcji energii elektrycznej z biogazu. W dniu 2 grudnia 2012 r. zakończono prace budowlane przy instalacji biogazowej w lokalizacji Gorzesław, a w dniu 28 grudnia 2012 r. złożono wniosek o wydanie pozwolenia na użytkowanie do Powiatowego Inspektoratu Nadzoru Budowlanego w Oleśnicy. W dniu 14 stycznia 2013 r. Powiatowy Inspektor Nadzoru Budowlanego w Oleśnicy udzielił Pozwolenia na Użytkowanie.

Obecnie trwają prace z przyłączeniem biogazowni do sieci elektroenergetycznej, co jest niezbędne do przeprowadzenia rozruchu technologicznego i uruchomienia produkcji.

Biogazownia w Liszkowie

W dniu 18 września 2012 r. Dobitt Energia podpisała umowę z Elektrowniami Wodnymi i wdzierzała instalację biogazową o mocy 2,1 MWe w lokalizacji Liszkowo.

Od momentu wejścia w życie umowy dzierżawy instalacja pracuje w sposób nieprzerwany, a produkcja energii jest stopniowo zwiększana.

Poniżej zaprezentowano wielkości produkcji oraz liczbę świadectw pochodzenia energii z Biogazowni Liszkowo w I kwartale lat 2012 i 2013:

Energia elektryczna brutto wytworzona przez Biogazownię Liszkowo [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	182,944	2 640,000
Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	148,059	2 305,755

3.1.2.4. PEC Oborniki

Podstawowymi jednostkami produkcji energii cieplnej w Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. z siedzibą w Obornikach są 3 kotłownie miałowe i 4 gazowe o łącznej mocy zainstalowanej 35,78 MWt.

Produkcja ciepła brutto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	60 721,64	66 606,58

Produkcja ciepła netto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	58 206,35	63 729,54

3.1.2.5. Windfarm Polska

Podstawowymi jednostkami produkcji energii elektrycznej w spółce Windfarm Polska Sp. z o. o. (dalej: Windfarm Polska) jest 25 turbin wiatrowych o łącznej mocy 50 MW. Spółka rozpoczęła produkcję energii elektrycznej od dnia 26 stycznia 2012 r. (w pierwszym miesiącu w ramach rozruchu technologicznego), od dnia uzyskania koncesji tj. 29 lutego 2012 r. rozpoczęła produkcję ze źródła koncesjonowanego. Spółka zamierza rozszerzyć moce produkcyjne farmy o dalsze 9 MW (3 turbiny x 3 MW). Rozpoczęto podpisywanie umów dzierżawy gruntu, trwa przygotowanie raportu środowiskowego, przeprowadzono badania wietrzności. Przewidywany termin uruchomienia to 2015 r.

W 2012 r. głównym i jedynym odbiorcą wytworzonej przez Windfarm Polska energii elektrycznej była ENEA S.A. - zakup energii odbywa się na podstawie umowy Sprzedaży Energii Elektrycznej zawartej w dniu 1 lutego 2012 r. pomiędzy ww. stronami, która obowiązuje do dnia 31 grudnia 2021 r.

Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]		
Okres	2012 r. (od 26 stycznia 2012 r.)	2013 r.
I kwartał	23 937,441	35 149,883

Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]		
Okres	2012 r. (od 26 stycznia 2012 r.)	2013 r.
I kwartał	23 933,184	32 533,710

3.1.2.6. MEC Piła

W zakresie prac związanych z pozyskiwaniem energii ze źródeł odnawialnych i w kogeneracji w MEC Piła Sp. z o.o. 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 do kwoty 12.548.000,00 zł. Przeprowadzona szczegółowa analiza projektu, oraz zaktualizowanych uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych wykazała zasadność jego modyfikacji poprzez zastąpienie instalacji ORC opartej na biomase źródłem kogeneracyjnym zasilanym gazem ziemnym. Spółka wystąpiła do instytucji wdrażającej i finansującej środki pomocowe o wyrażenie zgody na modyfikację projektu. Instalacja kogeneracyjna zasilana gazem ziemnym o mocy elektrycznej ok. 10 MWe oraz mocy cieplnej ok. 10 MWt będzie produkować energię elektryczną i ciepłą w skojarzeniu spełniającym wymogi wysokosprawnej kogeneracji.

Produkcja ciepła brutto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	351 564,8	357 889,5
Para	Nie dotyczy	Nie dotyczy

Produkcja ciepła netto [GJ]		
Okres	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
Woda	344 962,4	350 443,4
Para	Nie dotyczy	Nie dotyczy
Produkcja energii elektrycznej brutto [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	466,5	449,1
Energia elektryczna netto wyprodukowana i sprzedana [MWh]		
Okres	2012 r.	2013 r.
I kwartał	466,5	423,6

3.2. Dystrybucja

Ustawa Prawo Energetyczne w art. 3 pkt 25 wskazuje, że ENEA Operator, jako OSD jest odpowiedzialna za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.

Odpowiedzialność ta została szczegółowo doprecyzowana w treści ustawy poprzez określenie konkretnych zadań i obowiązków spółek dystrybucyjnych. Dotyczy to w szczególności art. 4 i art. 9c ust. 3 ustawy Prawo Energetyczne.

W art. 4 ustawy Prawo Energetyczne nałożono na OSD obowiązek utrzymywania zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, a także obowiązek zapewnienia wszystkim odbiorcom, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenia usług dystrybucji energii, na zasadach i w zakresie określonych w ustawie. Jednocześnie w art. 9c ust. 3 ustawy Prawo Energetyczne wskazano szereg szczegółowych zadań, które operator jest zobowiązany realizować.

Podkreślenia wymaga fakt, że ustawodawca za istotne dla działalności operatorów uznał stosowanie obiektywnych i przejrzystych zasad zapewniających równe traktowanie użytkowników systemów dystrybucyjnych oraz uwzględnianie wymogów ochrony środowiska.

ENEA Operator dostarcza energię elektryczną do ponad 2,42 mln klientów w zachodniej i północno-zachodniej Polsce. Wykorzystuje do tego sieć dystrybucyjną pokrywającą ponad 20% terytorium kraju, w tym ponad 112 tys. km linii energetycznych (ponad 130 tys. wraz z przyłączami) i ponad 35 tys. stacji elektroenergetycznych. Spółka działa na obszarze 58.213 km², na terenie 6 województw: wielkopolskiego, zachodnio-pomorskiego, lubuskiego, kujawsko-pomorskiego oraz, w niewielkiej części, dolnośląskiego i pomorskiego. Na obszar poznański przypada 20.510 km², bydgoski - 10.349 km², gorzowski - 8.484 km², szczeciński - 9.981 km², zielonogórski - 8.868 km².

Ze względu na wielkość, Spółka prowadzi działalność w ramach rozbudowanej struktury terenowej – podstawową jednostką organizacyjną w terenie jest Oddział Dystrybucji. Siedziby pięciu Oddziałów znajdują się w Poznaniu, Bydgoszczy, Gorzowie Wielkopolskim, Szczecinie i Zielonej Górze. Jednostki te zajmują się przede wszystkim realizacją zadań związanych z prowadzoną przez ENEA Operator działalnością podstawową, w szczególności:

- rozbudowują i modernizują sieć dystrybucyjną, w szczególności przyłączają do sieci (w tym odnawialne źródła energii),
- eksploatują, konserwują i remontują sieć dystrybucyjną, zapewniając jej niezawodną pracę,
- prowadzą ruch sieci dystrybucyjnej.

W ramach każdego z Oddziałów Dystrybucji funkcjonują podległe im Rejony Dystrybucji, które zajmują się realizacją w/w zadań na mniejszych terytorialnie obszarach.



Obecnie realizowane inwestycje w obszarze dystrybucji

Plan inwestycyjny ENEA Operator na rok 2013 zakłada zainwestowanie ponad 900 mln zł. Spółka realizuje inwestycje na wszystkich poziomach napięć. Za szczególnie istotne uważa jednak te przedsięwzięcia, które związane są z budową, rozbudową bądź modernizacją linii 110 kV oraz budową i modernizacją Głównych Punktów Zasilania (GPZ).

Wśród najważniejszych inwestycji, które w największym stopniu wpłyną na poprawę bezpieczeństwa dostaw znajduje się:

- ponad 10 inwestycji polegających na budowie linii 110 kV,
- ponad 20 inwestycji polegających na modernizacji linii 110 kV,
- ponad 10 inwestycji polegających na budowie GPZ,
- ponad 10 inwestycji polegających na rozbudowie bądź modernizacji istniejących GPZ.

3.3. Obrót

W I kwartale 2013 r. całkowita sprzedaż w ramach obrotu energią wyniosła 3.415.425 MWh, przy czym sprzedaż odbiorcom przyłączonym do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych innych niż ENEA Operator wyniosła 447 GWh.

Portfel odbiorców, którym sprzedajemy energię elektryczną jest w znacznym stopniu zdywersyfikowany. Obecnie sprzedajemy energię elektryczną do 2,4 mln odbiorców, w tym 2,1 mln odbiorców indywidualnych oraz 0,3 mln odbiorców biznesowych.

3.4. Pozostała działalność

Spółki z naszej Grupy kapitałowej prowadzą działalność dodatkową wobec podstawowej działalności wymienionej powyżej, w tym, między innymi, zajmują się:

- budową, rozbudową, modernizacjami i remontami sieci i urządzeń energetycznych,
- projektowaniem, konstruowaniem, produkcją i sprzedażą urządzeń i aparatury elektrycznej i energetycznej,
- usługami związanymi z konserwacją oświetlenia ulicznego i sieci niskiego napięcia,
- usługami w zakresie obsługi klientów umów kompleksowych i umów sprzedaży,
- usługami transportowymi (w tym sprzedażą oraz serwisem i naprawą pojazdów mechanicznych oraz wynajmem środków transportu), oraz
- działalnością socjalną (obiektami turystycznymi, usługami gastronomicznymi i rekreacyjnymi, ochroną zdrowia).

3.5. Rynki zbytu i zaopatrzenia

3.5.1. Sprzedaż odbiorcom końcowym

ENEA S.A. sprzedaje swoim odbiorcom energię elektryczną oraz oferuje usługi kompleksowe (sprzedaż energii oraz usługi dystrybucji) w ramach następujących zespołów grup taryfowych:

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 ENEA S.A. kierowana jest do odbiorców na rynku krajowym.

W zespołach grup taryfowych A i B, w praktyce, rozliczane są 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 wynoszący zwykle 12 miesięcy. Okresy wypowiedzenia są najczęściej ustalane na jeden miesiąc (około 2,3 mln umów), rzadziej na dwa, trzy lub sześć miesięcy (około 0,1 mln umów).

3.5.2. Sprzedaż pozostała

Uczestnicząc w krajowym obrocie energią elektryczną realizujemy również sprzedaż na rynku hurtowym innym przedsiębiorstwom obrotu (z dniem 1 sierpnia 2011 r. realizacja przez Spółkę ENEA Trading Sp. z o.o.), które równoważą w ten sposób własne pozycje kontraktowe. Wolumen sprzedaży wynika głównie z naszych działań zmierzających do zrównoważenia zapotrzebowania na energię elektryczną z zawartymi wcześniej kontraktami w każdej godzinie, co prowadzi do optymalizacji ekspozycji na rynku bilansującym.

3.5.3. Sprzedaż w ujęciu wartościowym i ilościowym

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej 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 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika
Zespół grup taryfowych A	192 370	80 880	42,0
Zespół grup taryfowych B	352 893	302 363	85,7
Zespół grup taryfowych C	241 826	221 699	91,7
Zespół grup taryfowych G	340 742	344 079	101,0
RAZEM	1 127 831	949 021	84,1

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 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika
Zespół grup taryfowych A	807 667	351 590	43,5
Zespół grup taryfowych B	1 291 790	1 160 251	89,8
Zespół grup taryfowych C	772 627	681 013	88,1
Zespół grup taryfowych G	1 235 501	1 222 571	99,0
RAZEM	4 107 585	3 415 425	83,1

W I kwartale roku 2013 w stosunku do I kwartału roku 2012 nastąpił spadek wolumenu sprzedaży we wszystkich zespołach grup taryfowych. Przy czym najmniejszy, zaledwie 1% spadek odnotowano w zespole grup taryfowych G, a największy w zespole grup taryfowych A. W I kwartale 2013 r. łączna sprzedaż energii elektrycznej była niższa o 692.160 MWh, tj. o 16,9% w stosunku do I kwartału 2012 r.

3.5.4. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA S.A.

W związku ze zmianami organizacyjnymi i wydzieleniem od dnia 1 sierpnia 2011 r. zakresu działalności związanego z rynkiem hurtowym do spółki celowej ENEA Trading Sp. z o.o. wszystkie umowy związane z rynkiem hurtowym (także te zawarte przez ENEA S.A.) są obsługiwane i administrowane przez spółkę zależną.

Wobec takiego modelu działania, energia na zabezpieczenie sprzedaży realizowanej przez ENEA S.A. pochodziła prawie w całości z ENEA Trading Sp. z o.o. (blisko 92%). W niewielkiej części stroną transakcji była Towarową Giełdą Energii S.A. (3%), co było efektem zawarcia części kontraktów wcześniej (przed wydzieleniem Spółki handlu hurtowego) bezpośrednio przez ENEA S.A. Dodatkowo w wyniku bilansowania jednostki grafikowej część energii pochodziła z rozliczeń wynikających z różnicy pomiędzy pozycją handlową planowaną a pozycją rzeczywistą pozycji na rynku bilansującym Operatora Systemu Przesyłowego.

W celu świadczenia usług kompleksowych (sprzedaży energii elektrycznej i usług dystrybucji energii elektrycznej) odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ENEA Operator Sp. z o.o., Spółka nabywa usługi dystrybucji energii elektrycznej od ENEA Operator Sp. z o.o. na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

3.5.5. Zakup i sprzedaż energii na rynku hurtowym przez ENEA Wytwarzanie

W związku z wejściem w życie zmian w prawie energetycznym od dnia 9 sierpnia 2010 r. ENEA Wytwarzanie S.A. jest zobowiązana do sprzedaży, co najmniej 15% wytworzonej energii elektrycznej poprzez giełdę energii. Taki kierunek sprzedaży 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 - art. 49a ust. 1 ustawy Prawo Energetyczne, 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 (100% sprzedanej własnej produkcji) w sposób zapewniający publiczny, równy dostęp do tej energii, w drodze otwartego przetargu, na internetowej platformie handlowej na rynku regulowanym lub na giełdach towarowych – art. 49a ust.2 ustawy Prawo Energetyczne).

W ramach realizacji tego obowiązku sprzedaż wytworzonej energii elektrycznej na TGE, w okresie I kwartału 2013 r. stanowiła około 89,83 % sprzedanej i wytworzonej energii elektrycznej.

Dodatkowo ENEA Wytwarzanie realizowała, w okresie I kwartału 2013 r. sprzedaż energii do spółki dystrybucyjnej – ENEA Operator (7,37% całkowitego wolumenu), w ramach Umowy dla transakcji zawartych w celu zakupu przez Operatora energii elektrycznej konwencjonalnej na pokrycie różnicy bilansowej, dla podmiotu pełniącego funkcję OSD na obszarze określonym w koncesji. Zgodnie z zapisami art. 49a Ustawy prawo energetyczne ust. 5 pkt. 5, sprzedaż ta jest zwolniona z obowiązku zapisanym w ust. 1 i 2 tego artykułu.

Pozostała część energii elektrycznej sprzedawana jest na rynku bilansującym (2,79%), jak również przeznaczana jest na pokrycie rezerw mocy w ramach regulacyjnych usług systemowych oraz znikomych ilości sprzedawanych lokalnym odbiorcom końcowym (0,01%) prowadzącym działalność na terenie Spółki.

Kompetencje w zakresie handlu hurtowego pełni ENEA Trading Sp. z o.o. Spółka ta odpowiada względem ENEA Wytwarzanie S.A. za wsparcie analityczne procesów handlowych w zakresie energii elektrycznej, oraz prowadzi rozliczenia w pełnym zakresie i pełni funkcję OHT dla Elektrowni.

Osiągalna moc wytwórcza energii elektrycznej ENEA Wytwarzanie wynosi 2.905 MW. Techniczny potencjał wytwórczy ENEA Wytwarzanie wynosi 14,1 TWh netto (15,0 TWh brutto) rocznie.

W I kwartałach lat 2008 - 2013 ENEA Wytwarzanie wyprodukowała odpowiednio 3,1; 2,7; 2,8; 2,6; 2,5; 2,8 TWh całkowitej energii elektrycznej netto (co odpowiada wolumenom energii elektrycznej brutto 3,3; 2,9; 3,0; 2,8; 2,8; 3,1 TWh).

ENEA Wytwarzanie wyprodukowała w I kwartale 2013 r. 3,1 TWh energii brutto.

Przy uwzględnieniu obecnej wielkości i sprawności mocy wytwórczych ENEA Wytwarzanie oraz poziomu wstępnie planowanego przydziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2013-2020, ENEA Wytwarzanie musi dokupić na rynku dodatkowo uprawnienia do emisji CO₂ w ilości około 50% w pierwszych latach KPRUIII do 100% w roku 2020. Obecnie nie ma jeszcze ostatecznych decyzji o darmowych uprawnieniach na lata 2013-2020, oraz brak jest zapisów prawnych w tym zakresie, które stanowić będą podstawę do wydania darmowych uprawnień do emisji CO₂.

W I kwartale 2013 r. ENEA Wytwarzanie w ramach rynku hurtowego dokonała zakupu energii elektrycznej w ramach umów dwustronnych oraz na platformach obrotu w ilości 435,6 GWh – całość w ramach GK ENEA.

3.5.6. Zakup usług przesyłowych i dystrybucji

Celem realizacji sprzedaży usług kompleksowych (sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej) odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci ENEA Operator, ENEA S.A. nabywa usługi dystrybucji energii elektrycznej od spółki zależnej ENEA Operator na podstawie zawartej umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

ENEA Operator dokonuje zakupu usług przesyłowych od PSE Operator.

3.5.7. Zaopatrzenie i dostawy węgla

Węgiel kamienny jest podstawowym paliwem używanym do wytwarzania energii elektrycznej przez podstawowe aktywa wytwórcze Emitenta, tj. ENEA Wytwarzanie (sytuacja u innych wiodących firm energetycznych w Polsce wygląda analogicznie). W I kwartale 2013 r. koszty węgla w ENEA Wytwarzanie stanowiły ok. 48% kosztów operacyjnych.

W zakresie dostaw węgla podmioty z Grupy Kapitałowej Emitenta uzależnione są obecnie od Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A. i Katowickiego Holdingu Węglowego S.A. Polski rynek dostaw węgla jest wysoce zmonopolizowany przez spółki należące do Skarbu Państwa, które kontrolują zdecydowaną większość krajowych dostaw węgla w ujęciu ilościowym, wyłączając spółkę Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która w 2010 r. stała się spółką publiczną, notowaną na warszawskiej GPW.

Głównym dostawcą węgla kamiennego do ENEA Wytwarzanie jest Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., która w I kwartale 2013 r. dostarczyła ok. 0,8 mln ton, co stanowi ok. 71% tego surowca w ujęciu ilościowym. Główną przyczyną wyboru Lubelskiego Węgla „Bogdanka” S.A., jako głównego dostawcy, jest jego niedaleka odległość od ENEA Wytwarzanie wynosząca 130 km, podczas gdy większość polskich kopalni zlokalizowana jest na terenie Górnego Śląska w odległości przekraczającej 300 km. Węgiel z kopalni Bogdanka charakteryzuje się wysoką zawartością siarki, a jego samodzielne spalanie powodowałoby, z uwagi na obecną wydajność instalacji odsiarczania w ENEA Wytwarzanie, przekroczenie dopuszczalnych norm emisji siarki. Z tego powodu, a także w celu dywersyfikacji dostaw, ENEA Wytwarzanie zawarła umowy na dostawę węgla kamiennego z dostawcami z Górnego Śląska, tj. z Katowickim Holdingiem Węglowym S.A., Jastrzębską Spółką Węglową S.A.

Ze spółkami Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A. i Katowicki Holding Węglowy S.A., ENEA Wytwarzanie posiada ramowe umowy wieloletnie, w ramach których każdego roku ustalana jest cena oraz ilość dostarczanego węgla. Z pozostałymi dostawcami zawierane są umowy krótkoterminowe z okresem realizacji do jednego roku.

4. Prezentacja sytuacji finansowej Grupy Kapitałowej ENEA

4.1. Prezentacja wyników Grupy Kapitałowej ENEA w I kwartale 2013 r.

4.1.1. Omówienie podstawowych wielkości ekonomiczno-finansowych, ujawnionych w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym za okres I kwartału 2013 r.

W związku z zastosowanymi przez Grupę Kapitałową w 2012 r. zmianami zasad rachunkowości, zaprezentowane w niniejszej prezentacji dane porównawcze pochodzące ze skróconego śródrocznego skonsolidowanego sprawozdania finansowego za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu zachowania porównywalności.

4.1.1.1. Skonsolidowany rachunek zysków i strat

Rachunek zysków i strat w tys. zł	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży netto	2 645 780	2 380 334	90,0%	-265 446
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 428 192	2 018 734	83,1%	-409 458
Pozostałe przychody operacyjne	30 104	57 198	190,0%	27 094
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	2 627	-2 176	x	-4 803
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	106	0	x	-106
Pozostałe koszty operacyjne	22 007	46 832	212,8%	24 825
Zysk (strata) operacyjny	228 206	369 790	162,0%	141 584
Koszty finansowe	10 164	7 341	72,2%	-2 823
Przychody finansowe	45 457	22 245	48,9%	-23 212
Udział w (stratach)/zyskach jednostek stowarzyszonych wycenianych metodą praw własności	-528	805	x	1 333
Zysk (strata) przed opodatkowaniem	262 971	385 499	146,6%	122 528
Podatek dochodowy	59 671	76 860	128,8%	17 189
Zysk (strata) netto okresu sprawozdawczego	203 300	308 639	151,8%	105 339
EBITDA	420 308	564 457	134,3%	144 149

W 2012 r. wprowadzono zmiany do polityki rachunkowości dotyczące zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂. Zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków i strat i innych całkowitych dochodów dane porównawcze za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu uwzględnienia wpływu zmiany zasad rachunkowości i zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r.

Dotychczasowe rozliczenie CO₂: przydział darmowych uprawnień rozliczany był proporcjonalnie do produkcji energii elektrycznej. Na brakujące uprawnienia do rzeczywistej emisji rozliczane były uprawnienia płatne (EUA, CER, wg odrębnych kolejek FIFO). Uprawnienia przyznane na dany rok były wykorzystywane w 100% w roku, którego dotyczył przydział, brakującą ilość uzupełniano uprawnieniami zakupionymi (rezerwa tworzona była, jeżeli rzeczywista emisja przekraczała posiadany przez Grupę przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂).

Nowa metoda: uprawnienia do emisji CO₂ ujmowane są jako krótkoterminowe wartości niematerialne. Ich rozchód ujmowany jest zgodnie z zasadą FIFO przy czym zarówno otrzymane nieodpłatnie, jak i zakupione prawa EUA rozliczane są w jednej kolejce FIFO. Uprawnienia CER szare i CER zielone w odrębnych kolejkach FIFO. Na nierozliczoną emisję CO₂ w okresie sprawozdawczym tworzy się rezerwę. Rezerwa tworzona jest przy uwzględnieniu pierwszeństwa rozliczenia jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) w ilości, którą regulacje prawne dopuszczają do umorzenia w danym okresie rozliczeniowym. Rezerwa na pozostałą emisję CO₂ tworzona jest w wysokości kosztu posiadanych uprawnień do emisji, przy zastosowaniu zasady ich rozliczania w oparciu o kolejkę FIFO. Na brakującą ilość uprawnień rezerwa tworzona jest w oparciu o aktualne ceny rynkowe praw do emisji CO₂.

Wykazane w aktywach prawa do emisji umarza się w ciężar rezerwy w momencie rzeczywistego rozliczenia obowiązku tj. umorzenia uprawnień po zakończeniu roku, przy zastosowaniu aktualnej na ten moment kolejki FIFO.

Zmiana spowodowała wzrost kosztów materiałów i surowców o 69.278 tys. zł, spadek amortyzacji o 12.333 tys. zł, co przekłada się na zmniejszenie wyniku operacyjnego o 56.945 tys. zł, natomiast zysku netto o 46.126 tys. zł.

Zdarzenia o charakterze jednorazowym

- w I kwartale 2012 r. dokonana została sprzedaż 269.000 akcji Przedsiębiorstwa Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych „WIRBET” S.A. i uzyskano wynik na tej transakcji 10.217 tys. zł.

Przychody

Przychody ze sprzedaży netto Grupy wyniosły w I kwartale 2013 r. 2.380.334 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2012 r. stanowi spadek o 265.446 tys. zł, tj.: o 10,0%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Wyszczególnienie	I kwartał 2012 r.		I kwartał 2013 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 794 074	67,8	1 513 092	63,6	84,3%	-280 982
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	722 353	27,3	736 733	30,9	102,0%	14 380
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	21 595	0,8	15 089	0,6	69,9%	-6 506
Przychody ze sprzedaży pozostałych usług	28 129	1,1	32 706	1,4	116,3%	4 577
Przychody z tytułu świadectw pochodzenia	11 258	0,4	10 171	0,4	90,3%	-1 087
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	1 759	0,1	1 008	0,1	57,3%	-751
Przychody ze sprzedaży energii cieplnej	66 612	2,5	71 535	3,0	107,4%	4 923
Razem przychody ze sprzedaży netto	2 645 780	100,0	2 380 334	100,0	90,0%	-265 446

Na przychody Grupy składają się głównie przychody ze sprzedaży energii elektrycznej oraz przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych, które stanowią odpowiednio 63,6% i 30,9% przychodów ze sprzedaży netto ogółem.

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyniosły w I kwartale 2013 r. 1.513.092 tys. zł i spadły w stosunku do ubiegłego roku o 280.982 tys. zł, tj. 15,7%. Wynika to głównie ze

spadku przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym o 178.810 tys. zł (niższy wolumen sprzedanej energii elektrycznej o 692 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 1,2%). Dodatkowo zmniejszyły się przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w ENEA Wytwarzanie o 39.692 tys. zł (spadek średniej ceny o 9,8%). Ponadto, osiągnięto niższą sprzedaż niezafakturowaną dotyczącą energii elektrycznej, osiągnięto niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom oraz wyższe koszty podatku akcyzowego.

- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych w I kwartale 2013 r. osiągnęły wartość 736.733 tys. zł i wzrosły w stosunku do ubiegłego roku o 14.380 tys. zł. Wzrost tych przychodów był spowodowany przede wszystkim wzrostem przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym o 18.356 tys. zł, co wynika ze wzrostu średniej ceny sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym o 3,9% przy spadku wolumenu o 49 GWh.
- Przychody ze sprzedaży energii ciepłej w I kwartale 2013 r. ukształtowały się na poziomie 71.535 tys. zł i wzrosły o 4.923 tys. zł, co spowodowane jest głównie wzrostem średniej ceny o 6,1% oraz wzrostem wolumenu sprzedaży ciepła o 23.593 GJ.
- Przychody z tytułu świadectw pochodzenia wyniosły w I kwartale 2013 r. 10.171 tys. zł i dotyczą przychodów zrealizowanych przez Elektrociepłownię Białystok, które spadły w związku ze spadkiem średniej ceny o 51,0%.
- Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów wyniosły w I kwartale 2013 r. 15.089 tys. zł i spadły w porównaniu do I kwartału 2012 r. o 6.506 tys. zł, co wynika przede wszystkim z braku przychodów Spółki Auto-Styl (sprzedaż Spółki na koniec 2012 r.).
- Wzrost przychodów ze sprzedaży pozostałych usług o 4.577 tys. zł wynika głównie ze zwiększenia sprzedaży usług w spółkach: ENEA Operator i ENERGOBUD Leszno.
- Spadek przychodów ze sprzedaży praw do emisji CO₂ o 751 tys. zł wynika głównie ze zmniejszenia sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ w ENEA Wytwarzanie, w związku ze spadkiem średniej ceny o 41,0%.

W I kwartale 2013 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży wyniosły 2.018.743 tys. zł i spadły o 16,9% w stosunku do okresu porównywalnego.

Zamieszczony poniżej zestawienie obrazuje wartość i strukturę kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały poniesione w I kwartale 2013 r.

Wyszczególnienie	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)		I kwartał 2013 r.		Dynamika	Odchylenie
	[tys. zł]	%	[tys. zł]	%		
Amortyzacja	192 102	7,9	194 667	9,6	101,3%	2 565
Koszty świadczeń pracowniczych	248 920	10,3	251 787	12,5	101,2%	2 867
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	481 527	19,8	442 516	21,9	91,9%	-39 011
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	1 174 453	48,4	811 762	40,2	69,1%	-362 691
Usługi przesyłowe	180 095	7,4	153 018	7,6	85,0%	-27 077
Inne usługi obce	89 339	3,7	95 941	4,8	107,4%	6 602
Podatki i opłaty	61 756	2,5	69 043	3,4	111,8%	7 287
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	2 428 192	100,0	2 018 734	100,0	83,1%	-409 458

W 2012 r. wprowadzono zmiany do polityki rachunkowości dotyczące zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂. Zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków i strat i innych całkowitych dochodów dane porównawcze za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu uwzględnienia wpływu zmiany zasad rachunkowości i zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r.

Dotychczasowe rozliczenie CO₂: przydział darmowych uprawnień rozliczany był proporcjonalnie do produkcji energii elektrycznej. Na brakujące uprawnienia do rzeczywistej emisji rozliczane były uprawnienia płatne (EUA, CER, wg odrębnych kolejek FIFO). Uprawnienia przyznane na dany rok były wykorzystywane w 100% w roku, którego dotyczył przydział, brakującą ilość uzupełniano uprawnieniami zakupionymi (rezerwa tworzona była, jeżeli rzeczywista emisja przekraczała posiadany przez Grupę przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂).

Nowa metoda: uprawnienia do emisji CO₂ ujmowane są jako krótkoterminowe wartości niematerialne. Ich rozchód ujmowany jest zgodnie z zasadą FIFO przy czym zarówno otrzymane nieodpłatnie, jak i zakupione prawa EUA rozliczane są w jednej kolejce FIFO. Uprawnienia CER szare i CER zielone w odrębnych kolejkach FIFO. Na nierozliczoną emisję CO₂ w okresie sprawozdawczym tworzy się rezerwę. Rezerwa tworzona jest przy uwzględnieniu pierwszeństwa rozliczenia jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) w ilości, którą regulacje prawne dopuszczają do umorzenia w danym okresie rozliczeniowym. Rezerwa na pozostałą emisję CO₂ tworzona jest w wysokości kosztu posiadanych uprawnień do emisji, przy zastosowaniu zasady ich rozliczania w oparciu o kolejkę FIFO. Na brakującą ilość uprawnień rezerwa tworzona jest w oparciu o aktualne ceny rynkowe praw do emisji CO₂.

Wykazane w aktywach prawa do emisji umarza się w ciężar rezerwy w momencie rzeczywistego rozliczenia obowiązku tj. umorzenia uprawnień po zakończeniu roku, przy zastosowaniu aktualnej na ten moment kolejki FIFO.

Zmiana spowodowała wzrost kosztów materiałów i surowców o 69.278 tys. zł, spadek amortyzacji o 12.333 tys. zł.

W kosztach Grupy Kapitałowej główną pozycję stanowią koszty zakupu energii elektrycznej i zużycie materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które stanowią odpowiednio 40,2% i 21,9% kosztów uzyskania przychodów.

- Zakup energii na potrzeby sprzedaży wyniósł w analizowanym okresie 811.762 tys. zł i zmniejszył się w stosunku do roku ubiegłego o 30,9%, co spowodowane jest spadkiem średniej ceny zakupu energii elektrycznej przez ENEA Trading (spółka kupująca energię elektryczną na potrzeby Grupy Kapitałowej) o 9,0% oraz mniejszym zapotrzebowaniem na energię elektryczną przez odbiorców końcowych ENEA S.A.
- Koszty zużycia materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów wyniosły w analizowanym okresie 442.516 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do roku ubiegłego o 39.011 tys. zł, co wynika głównie ze spadku tej pozycji w ENEA Wytwarzanie o 25.061 tys. zł, w tym spadek kosztów emisji CO₂ o 64.565 tys. zł na skutek większej ilości darmowych uprawnień odniesionych w rezerwę na umorzenie o 1.685 tys. ton w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Dodatkowo nastąpił spadek kosztów zużycia biomasy o 5.671 tys. zł w związku z niższą o 28 GWh produkcją energii z biomasy przy wyższym średnim koszcie zużycia biomasy (z transportem) o 1,8%. Jednocześnie zwiększeniu uległy koszty zużycia węgla o 44.682 tys. zł na skutek większej o 316 GWh produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych przy wyższym wolumenie zużycia o 140 tys. ton oraz wyższym średnim koszcie zużycia węgla o 3,9%. W Elektrociepłowni Białystok nastąpił spadek kosztów zużycia materiałów i surowców o 9.227 tys. zł, co wynika ze spadku kosztów zużycia węgla o 6.707 tys. zł (spadek średniego kosztu węgla o 3,0%), z korekty kosztów w I kwartale 2012 r. polegającej na przesunięciu amortyzacji dotyczącej wyceny praw do emisji CO₂ w wysokości 12.333 tys. zł do kosztów materiałów i surowców.

Ponadto, w Elektrociepłowni Białystok poniesiono wyższe koszty zużycia biomasy o 10.035 tys. zł (wyższa o 24 GWh produkcja energii z biomasy). Dodatkowo na zmniejszenie kosztów zużycia materiałów i surowców oraz wartości sprzedanych towarów wpłynęła sprzedaż Spółki Auto-Styl.

- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w I kwartale 2013 r. 251.787 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do roku ubiegłego o 2.867 tys. zł, co wynika przede wszystkim ze wzrostu kosztów świadczeń pracowniczych w ENEA Wytwarzanie o 2.931 tys. zł (głównie zmiana stanu rezerw na świadczenia pracownicze oraz wzrost wynagrodzeń od 1 czerwca 2012 r.), wzrostu kosztów dotyczących Elektrociepłowni Białystok o 866 tys. zł (podwyżka płac od lipca 2012 r.) oraz wzrostu kosztów świadczeń pracowniczych w Spółce ENERGOBUD Leszno (o 1.040 tys. zł). Jednocześnie nastąpił spadek kosztów świadczeń pracowniczych w ENEA Operator o 2.232 tys. zł (niższe koszty szkoleń oraz niższa rezerwa na niewykorzystane urlopy).
- Koszty usług przesyłowych wyniosły w I kwartale 2013 r. 153.018 tys. zł i były niższe w stosunku do roku ubiegłego o 27.077 tys. zł, co spowodowane jest niższymi kosztami związanymi z opłatą przejściową oraz ze zmiany stanu statystycznej opłaty jakościowej (dawna część opłaty systemowej).
- Koszty usług obcych wyniosły w I kwartale 2013 r. 95.941 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 6.602 tys. zł, co wynika przede wszystkim z uwzględnienia kosztów w Spółce Windfarm Polska (od 16 kwietnia 2012 r. Windfarm Polska wykazywana jest w sprawozdaniu Grupy Kapitałowej jako spółka zależna) oraz z poniesienia wyższych kosztów transportu węgla, w związku z wyższym jednostkowym kosztem transportu zużytego węgla o 27,2%.
- Koszty podatków i opłat wyniosły w I kwartale 2013 r. 69.043 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do ubiegłego roku o 7.287 tys. zł, co wynika głównie ze wzrostu kosztów podatku od nieruchomości i opłaty za zajęcie pasa drogowego w ENEA Operator oraz z wyższych opłat za korzystanie ze środowiska w ENEA Wytwarzanie.
- Amortyzacja w analizowanym okresie wyniosła 194.667 tys. zł i była wyższa niż w I kwartale 2012 r. o 2.565 tys. zł, tj. o 1,3%, co wynika głównie z uwzględnienia koszty amortyzacji w Spółce Windfarm Polska (od 16 kwietnia 2012 r. Windfarm Polska wykazywana w sprawozdaniu Grupy Kapitałowej jako spółka zależna). Jednocześnie w ENEA Operator nastąpił spadek amortyzacji w wyniku weryfikacji okresów użytkowania oraz ujęcia w I kwartale 2012 r. amortyzacji od majątku trwałego podlegającego likwidacji w I kwartale 2012 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	30 104	57 198	190,0%	27 094
Pozostałe koszty operacyjne	22 007	46 832	212,8%	24 825
Zysk / (strata) na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	2 627	-2 176	x	-4 803

W I kwartale 2013 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 10.366 tys. zł i ukształtował się na wyższym poziomie niż w roku ubiegłym o 2.269 tys. zł, co wynika głównie z wyższych przychodów z tytułu otrzymanej gwarancji, z tytułu szkód losowych, wyższej wartości zwróconych kosztów sądowych, odwrócenia odpisu aktualizującego wartość świadectw pochodzenia OZE oraz rozwiązania odpisu aktualizującego należności w ENEA Wytwarzanie. Jednocześnie w pozostałych kosztach operacyjnych prezentacyjnie ujęte zostały koszty za bezumowne korzystanie z nieruchomości w ENEA Operator oraz koszty związane z oceną praw majątkowych w Elektrociepłowni Białystok.

Strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych dotyczy głównie majątku w ENEA Operator.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	45 457	22 245	48,9%	-23 212
Koszty finansowe	10 164	7 341	72,2%	-2 823

W I kwartale 2013 r. wynik na działalności finansowej wyniósł 14.904 tys. zł i ukształtował się na niższym poziomie niż w I kwartale 2012 r. o 20.389 tys. zł, w związku ze sprzedażą w 2012 r. akcji Spółki WIRBET oraz z niższymi przychodami z tytułu odsetek.

4.1.1.2. Sytuacja majątkowa - struktura aktywów i pasywów skonsolidowanego bilansu

Skonsolidowany bilans

Aktywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2012 r.	31 marca 2013 r.		
Aktywa trwałe	11 011 502	11 133 017	101,1%	121 515
Rzeczowe aktywa trwałe	10 459 377	10 611 018	101,4%	151 641
Użytkowanie wieczyste gruntów	70 369	66 062	93,9%	-4 307
Wartości niematerialne	201 357	202 425	100,5%	1 068
Nieruchomości inwestycyjne	30 752	31 936	103,9%	1 184
Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych wyceniane metodą praw własności	5 951	6 772	113,8%	821
Aktywa z tytułu odroczonego podatku dochodowego	175 081	154 034	88,0%	-21 047
Aktywa finansowe dostępne do sprzedaży	66 735	58 661	87,9%	-8 074
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	1 504	1 761	117,1%	257
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	376	348	92,6%	-28
Aktywa obrotowe	3 698 960	3 584 837	96,9%	-114 123
Prawa do emisji CO2	194 622	219 696	112,9%	25 074
Zapasy	502 654	336 453	66,9%	-166 201
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe	1 449 314	1 572 321	108,5%	123 007
Należności z tytułu bieżącego podatku dochodowego	16 026	25 610	159,8%	9 584
Aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności	5 135	106 329	2 070,7%	101 194
Aktywa finansowe wyceniane w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat	422 173	467 305	110,7%	45 132
Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 095 495	843 422	77,0%	-252 073
Aktywa trwałe przeznaczone do sprzedaży	13 541	13 701	101,2%	160
Razem aktywa	14 710 462	14 717 854	100,1%	7 392

Pasywa w tys. zł	Na dzień:		Dynamika	Odchylenie
	31 grudnia 2012 r.	31 marca 2013 r.		
Razem kapitał własny	10 938 288	11 240 382	102,8%	302 094
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	50 233	43 688	87,0%	-6 545
Pozostałe kapitały	-21 317	-21 317	100,0%	0
Zyski zatrzymane	5 521 833	5 829 628	105,6%	307 795
Udziały niekontrolujące	22 721	23 565	103,7%	844
Razem zobowiązania	3 772 174	3 477 472	92,2%	-294 702
Zobowiązania długoterminowe	1 748 504	1 752 850	100,2%	4 346
Zobowiązania krótkoterminowe	2 023 670	1 724 622	85,2%	-299 048
Razem pasywa	14 710 462	14 717 854	100,1%	7 392

Na dzień 31 marca 2013 r. suma bilansowa Grupy Kapitałowej ENEA wynosiła 14.717.854 tys. zł i zwiększyła się o 7.392 tys. zł, tj. o 0,1% w stosunku do stanu na dzień 31 grudnia 2012 r.

Aktywa trwale na dzień 31 marca 2013 r. wyniosły 11.133.017 tys. zł i zwiększyły się wobec stanu na koniec roku ubiegłego o 121.515 tys. zł, co spowodowane jest głównie wzrostem pozycji rzeczowe aktywa trwale o 151.641 tys. zł (ENEA Wytwarzanie, ENEA Operator) oraz spadkiem aktywów z tytułu odroczonego podatku dochodowego o 21.047 tys. zł (ENEA S.A., ENEA Operator).

Na dzień 31 marca 2013 r. aktywa obrotowe ukształtowały się na poziomie 3.584.837 tys. zł i spadły w porównaniu do stanu na koniec 2012 r. o 114.123 tys. zł. W aktywach obrotowych zmniejszeniu uległa suma pozycji aktywów finansowych wycenianych w wartości godziwej przez rachunek zysków i strat oraz środków pieniężnych, co związane jest głównie z nabyciem praw majątkowych. Dodatkowo zmniejszeniu uległy zapasy ze względu na niższy zapas węgla (ENEA Wytwarzanie) oraz zmniejszenie zapasu świadectw pochodzenia (ENEA S.A.). Ponadto, zwiększeniu uległy aktywa finansowe utrzymywane do terminu wymagalności w ENEA Wytwarzanie, w związku z założeniem lokaty o terminie zapadalności powyżej 3 miesięcy. Jednocześnie zwiększeniu uległy należności z tytułu dostaw i usług oraz prawa do emisji CO₂.

Dominującym źródłem finansowania majątku Grupy jest kapitał własny, który na dzień 31 marca 2013 r. wyniósł 11.240.382 tys. zł i był wyższy od stanu na koniec grudnia 2012 r. o 302.094 tys. zł. Na odchylenie wpływa wypracowany zysk w I kwartale 2013 r.

Wartość zobowiązań długoterminowych Grupy wyniosła na dzień 31 marca 2013 r. 1.752.850 tys. zł i uległa zwiększeniu o 4.346 tys. zł w relacji do stanu na koniec grudnia 2012 r.

Zobowiązania krótkoterminowe ukształtowały się na poziomie 1.724.622 tys. zł i zmniejszyły się o 299.048 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. Dodatkowo zmniejszeniu uległy rezerwy na pozostałe zobowiązania i inne obciążenia w ENEA S.A. dotyczące głównie rezerw na świadectwa pochodzenia energii.

4.1.1.3. Sytuacja pieniężna

Skonsolidowany rachunek przepływów pieniężnych

Rachunek przepływów pieniężnych w tys. zł	31 marca 2012 r. (dane przekształcone)	31 marca 2013 r.	Dynamika	Odczylenie
Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej	178 298	265 346	148,8%	87 048
Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-519 461	-518 146	99,7%	1 315
Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	-8 482	-811	9,6%	7 671
Zwiększenie / (Zmniejszenie) netto stanu środków pieniężnych	-349 645	-253 611	72,5%	96 034
Stan środków pieniężnych na koniec okresu sprawozdawczego	866 739	843 422	97,3%	-23 317

Dane zawarte w rachunku zysków i strat za I kwartał 2012 r. zostały przekształcone w celu zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r. Grupa wyszczególniła w odrębnej pozycji w sprawozdaniu z przepływów pieniężnych bilansową zmianę stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych, która w I kwartale 2012 r. wyniosła -1.977 tys. zł. Jednocześnie o tę kwotę skorygowana została wartość przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej, co w konsekwencji nie spowodowało zmiany stanu środków pieniężnych na koniec I kwartału 2012 r.

Stan środków pieniężnych Grupy Kapitałowej ENEA na 31 marca 2013 r. wyniósł 843.422 tys. zł i był niższy o 23.317 tys. zł od poziomu osiągniętego na koniec marca 2012 r. (866.739 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej wyniosły 265.346 tys. zł w I kwartale 2013 r. i są wyższe o 87.048 tys. zł niż w I kwartale 2012 r. (178.298 tys. zł). Wzrost ten spowodowany był przede wszystkim wzrostem wyniku finansowego netto. Jednocześnie na umniejszenie przepływu operacyjnego wpłynęła zmiana stanu kapitału obrotowego, głównie zmiany należności i zobowiązań z tytułu dostaw i usług.

Przepływy pieniężne z działalności inwestycyjnej wyniosły -518.146 tys. zł w I kwartale 2013 r. i ukształtowały się na zbliżonym poziomie jak w I kwartale 2012 r. (-519.461 tys. zł).

Przepływy pieniężne z działalności finansowej wyniosły -811 tys. zł w I kwartale 2013 r. natomiast w I kwartale 2012 r. -8.482 tys. zł. Zmiana w wysokości -7.671 tys. zł była spowodowana głównie niższą spłatą kredytów i pożyczek (w I kwartale 2012 r. spłata kredytu długoterminowego przez ENEA Wytwarzanie).

4.1.1.4. Analiza wskaźnikowa

Wskaźniki finansowe

Wskaźnik	Wyszczególnienie	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.
WSKAŹNIKI RENTOWNOŚCI			
ROE - rentowność kapitału własnego	zysk (strata) brutto / kapitał własny	9,8%	13,7%
ROA - rentowność aktywów	zysk (strata) operacyjny / aktywa całkowite	6,5%	10,1%
Rentowność netto	zysk (strata) netto / przychody ze sprzedaży netto	7,7%	13,0%
Rentowność operacyjna	zysk (strata) operacyjny / przychody ze sprzedaży netto	8,6%	15,5%
Rentowność EBITDA	zysk (strata) operacyjny + amortyzacja / przychody ze sprzedaży netto	15,9%	23,7%

WSKAŹNIKI PŁYNNOŚCI I STRUKTURY FINANSOWEJ			
Wskaźnik bieżącej płynności	aktywa obrotowe / zobowiązania krótkoterminowe	2,4	2,1
Pokrycie majątku trwałego kapitałami własnymi	kapitał własny / aktywa trwałe	107,2%	101,0%
Wskaźnik zadłużenia ogólnego	zobowiązania ogółem / aktywa całkowite	23,6%	23,6%
Dług netto / EBITDA	(zobowiązania oprocentowane - środki pieniężne) / zysk (strata) operacyjny + amortyzacja	-4,7	-2,6
WSKAŹNIKI AKTYWNOŚCI GOSPODARCZEJ			
Cykl rotacji należności krótkoterminowych w dniach	śr. stan należności z tyt. dostaw i usług netto i pozostałych x liczba dni / przychody ze sprzedaży netto	39	57
Cykl rotacji zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych w dniach	śr. stan zobowiązań z tyt. dostaw i usług oraz pozostałych x liczba dni / koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	47	67
Cykl rotacji zapasów w dniach	śr. stan zapasów x liczba dni / koszt sprzedanych produktów, towarów i materiałów	21	23

W I kwartale 2013 r. Grupa Kapitałowa ENEA wypracowała wyższy wynik finansowy co przełożyło się na osiągnięcie wyższych wartości wskaźników rentowności. Rentowność EBITDA wyniosła 23,7% i ukształtowała się na wyższym poziomie niż w I kwartale 2012 r. (15,9%). Rentowność netto osiągnięta przez Grupę w I kwartale 2013 r. wyniosła 13,0% i ukształtowała się na wyższym poziomie w porównaniu do roku ubiegłego (7,7%). Wskaźnik ROE w I kwartale 2013 r. wyniósł 13,7% i osiągnął poziom wyższy w porównaniu do wskaźnika ROE w I kwartale 2012 r. (9,8%), natomiast wskaźnik ROA wyniósł 10,1% w I kwartale 2013 r. (w I kwartale 2012 r. 6,5%).

Grupa Kapitałowa ENEA posiada zdolność do terminowego regulowania bieżących zobowiązań o czym świadczy poziom wskaźnika płynności bieżącej, który wyniósł na koniec I kwartału 2013 r. 2,1.

Wskaźnik zadłużenia ogólnego wyniósł na dzień 31 marca 2013 r. 23,6% natomiast wskaźnik pokrycia majątku trwałego kapitałami własnymi wyniósł według stanu na dzień 31 marca 2013 r. 101,0% (na dzień 31 marca 2012 r. 107,2%). Wskaźnik dług netto/EBITDA w I kwartale 2013 r. ukształtował się na poziomie -2,6 (w I kwartale 2012 r. -4,7). Ujemny poziom wskaźnika wynika z niskiego poziomu zaciągniętych kredytów i pożyczek, natomiast zmiana wskaźnika w I kwartale 2013 r. w porównaniu do I kwartału 2012 r. spowodowana jest niższym poziomem środków pieniężnych.

Wskaźnik rotacji należności ukształtował się w I kwartale 2013 r. na poziomie w porównaniu do ubiegłego roku o 18 dni dłuższym i wyniósł 57 dni, natomiast cykl rotacji zobowiązań w I kwartale 2013 r. osiągnął poziom 67 dni, a więc o 20 dni więcej niż w roku ubiegłym. 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 23 dni w I kwartale 2013 r., o 2 dni więcej niż w analogicznym okresie roku ubiegłego.

4.2. Prezentacja wyników finansowych ENEA S.A. w I kwartale 2013 r.

4.2.1. Rachunek zysków i strat ENEA S.A.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 667 405	1 389 347	83,3%	-278 058
Podatek akcyzowy	-51 994	-55 143	106,1%	-3 149
Przychody ze sprzedaży netto	1 615 411	1 334 204	82,6%	-281 207
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 606 488	1 222 266	76,1%	-384 222
Pozostałe przychody operacyjne	5 701	27 492	482,2%	21 791
Pozostałe koszty operacyjne	14 077	24 439	173,6%	10 362
Zysk/ strata ze sprzedaży środków trwałych	2 190	-10	x	-2 200
Odpis z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych	0	0	x	0
Zysk operacyjny	2 737	114 981	4 201,0%	112 244
Przychody finansowe	36 758	21 676	59,0%	-15 082
Przychody z tytułu dywidend	0	0	x	0
Koszty finansowe	3 953	1 017	25,7%	-2 936
Zysk brutto	35 542	135 640	381,6%	100 098
Zysk netto	22 925	109 738	478,7%	86 813
EBITDA	6 875	119 290	1 735,1%	112 415

4.2.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA S.A. wyniosły w okresie sprawozdawczym 1.389.347 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2012 r. stanowi spadek o 278.058 tys. zł, tj. o 16,7%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	1 667 405	1 389 347	83,3%	-278 058
Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym	1 127 831	949 021	84,1%	-178 810
Sprzedaż usług dystrybucji odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe	433 831	413 056	95,2%	-20 775
Sprzedaż energii elektrycznej innym podmiotom	52 686	1 529	2,9%	-51 157
Sprzedaż usług	15 674	16 093	102,7%	419
Pozostałe przychody	37 384	9 647	25,8%	-27 737

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

- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym, które stanowią 68,3% przychodów ze sprzedaży. Przychody te wyniosły w I kwartale 2013 r. 949.021 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do ubiegłego roku o 178.810 tys. zł, tj. o 15,9%, co spowodowane zostało przede wszystkim niższym wolumenem sprzedanej energii elektrycznej

o 692 GWh przy wzroście średniej ceny sprzedaży o 1,2%. Największy spadek wolumenu sprzedanej energii elektrycznej zanotowano w grupie klientów z zespołu grup taryfowych A i B (o 588 GWh), natomiast w grupie C ilość sprzedanej energii zmniejszyła się o 92 GWh oraz o 13 GWh w grupie G. Ponadto, wzrost średniej ceny nastąpił w grupach C i G, a spadek średniej ceny zanotowano w grupie A i B.

- Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe, które stanowią 29,7% przychodów ze sprzedaży. Przychody te w I kwartale 2013 r. osiągnęły wartość 413.056 tys. zł i uległy zmniejszeniu w porównaniu do roku poprzedniego o 20.775 tys. zł, tj. o 4,8%. Spadek tych przychodów spowodowany jest w znaczącej mierze rozdzielaniem umów kompleksowych na umowy sprzedaży energii i usług dystrybucji.
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej innym podmiotom wyniosły 1.529 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I kwartału 2012 r. o 51.157 tys. zł, tj. o 97,1%, co wynika głównie z faktu, iż sprzedaż na rynku hurtowym odbywa się jedynie w celu zbilansowania zakupu energii na potrzeby odbiorców detalicznych.
- 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.

4.2.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2013 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA S.A. wyniosły 1.222.266 tys. zł i zmniejszyły się o 384.222 tys. zł, tj. o 23,9% w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	1 606 488	1 222 266	76,1%	-384 222
Koszty zakupu en. el. na potrzeby odsprzedaży	1 080 351	738 539	68,4%	-341 812
w tym: zakup świadectw pochodzenia	152 398	76 803	50,4%	-75 595
wartość energii niezbilansowanej	-8 339	-65 075	780,3%	-56 736
Koszt świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych o dostawę energii i usług dystrybucyjnych	447 406	415 431	92,9%	-31 975
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	4 138	4 309	104,1%	171
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	1 216	900	74,0%	-316
Inne usługi obce	54 807	45 069	82,2%	-9 738
Koszty świadczeń pracowniczych	15 313	14 744	96,3%	-569
Podatki i opłaty	3 257	3 274	100,5%	17

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

- Koszty zakupu energii elektrycznej na potrzeby odsprzedaży, które wyniosły 738.539 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I kwartału 2012 r. o 341.812 tys. zł, tj. o 31,6%, na skutek niższego wolumenu zakupionej energii o 1.021 GWh. Średnia cena zakupu energii elektrycznej ogółem zmniejszyła się w I kwartale 2013 r. o 10,9% w stosunku do I kwartału

2012 r. Jednocześnie w I kwartale 2013 r. koszty zakupu energii uwzględniają szacunkowe koszty niezbilansowania energii elektrycznej, które zmniejszyły koszty zakupu o 65.075 tys. zł, natomiast w I kwartale 2012 r. o 8.339 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 z dokonywanymi korektami na Rynku Bilansującym w 15-miesięcznym okresie rozliczeniowym. Ponadto, w badanym okresie nastąpił spadek kosztów zakupu świadectw pochodzenia o 75.595 tys. zł.

- Koszty świadczenia usług dystrybucyjnych dla realizacji umów kompleksowych, które wyniosły 415.431 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do I kwartału 2012 r. o 31.975 tys. zł, tj. o 7,1%, co wynika z mniejszej realizacji sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom posiadającym umowy kompleksowe.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 45.069 tys. zł i zmniejszyły się w stosunku do wykonania I kwartału roku ubiegłego o 9.738 tys. zł, tj. o 17,8%, co było spowodowane przede wszystkim niższymi kosztami na rzecz Spółki ENEA Trading o 7.411 tys. zł, tj. o 67,0% (wprowadzenie zmian w zasadach wynagradzania oraz niższymi kosztami związanymi z reklamą i reprezentacją o 3.252 tys. zł, tj. o 39,2%.

4.2.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	5 701	27 492	482,2%	21 791
Pozostałe koszty operacyjne	14 077	24 439	173,6%	10 362

W I kwartale 2013 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł 3.053 tys. zł i ukształtował się na wyższym poziomie niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 11.429 tys. zł (w I kwartale 2012 r. poniesiono stratę na tej działalności w wysokości 8.376 tys. zł). Wzrost przychodów wynika głównie ze wzrostu przychodów z tytułu zmniejszenia odpisów aktualizujących należności dotyczących energii elektrycznej oraz wyższe przychody z tytułu rozwiązania rezerw na roszczenia o odszkodowania. Jednocześnie zanotowano zwiększone koszty odpisanych należności oraz niższe koszty rezerw na sprawy sądowe.

Ponadto, w I kwartale 2012 r. uzyskano zysk na sprzedaży środków trwałych (głównie prawo własności budynku i gruntu) w wysokości 2.190 tys. zł.

4.2.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	36 758	21 676	59,0%	-15 082
Koszty finansowe	3 953	1 017	25,7%	-2 936

W I kwartale 2013 r. wynik na działalności finansowej wyniósł 20.659 tys. zł i ukształtował się na niższym poziomie niż w analogicznym okresie roku ubiegłego o 12.146 tys. zł, tj. o 37,0%, co wynika głównie ze zdarzenia jednorazowego jakie nastąpiło w 2012 r. i dotyczyło sprzedaży 269.000 akcji Przedsiębiorstwa Produkcji Strunobetonowych Żerdzi Wirowanych „WIRBET” S.A. na kwotę 10.217 tys. zł.

4.3. Prezentacja wyników finansowych ENEA Operator w I kwartale 2013 r.

4.3.1. Rachunek zysków i strat ENEA Operator

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	746 376	761 746	102,1%	15 370
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	602 879	561 052	93,1%	-41 827
Pozostałe przychody operacyjne	11 237	9 449	84,1%	-1 788
Pozostałe koszty operacyjne	6 323	14 877	235,3%	8 554
Zysk/strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	2 335	-1 378	x	-3 713
Zysk / strata operacyjny	150 746	193 888	128,6%	43 142
Przychody finansowe	1 091	1 628	149,2%	537
Koszty finansowe	4 464	5 575	124,9%	1 111
Zysk / strata brutto	147 373	189 941	128,9%	42 568
Zysk / strata netto	119 806	153 465	128,1%	33 659
EBITDA	245 999	287 328	116,8%	41 329

4.3.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły w okresie sprawozdawczym 761.746 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2012 r. stanowi wzrost o 15.370 tys. zł, tj. o 2,1%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	746 376	761 746	102,1%	15 370
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym	670 074	688 430	102,7%	18 356
Przychody z tytułu opłat dodatkowych	790	848	107,3%	58
Przychody ze sprzedaży niezafakturowanej usług dystrybucji	15 053	3 930	26,1%	-11 123
Rozliczenie rynku bilansującego	3 063	15 337	500,7%	12 274
Opłaty za przyłączenie do sieci	21 923	20 324	92,7%	-1 599
Przychód z tytułu nielegalnego poboru energii elektrycznej	2 501	2 089	83,5%	-412
Przychody z tytułu usług	25 493	24 150	94,7%	-1 343
Sprzedaż usług dystrybucji innym podmiotom	6 827	5 869	86,0%	-958
Sprzedaż towarów i materiałów oraz inne przychody	652	769	117,9%	117

Na wzrost przychodów ze sprzedaży w I kwartale 2013 r. o 15.370 tys. zł w stosunku do okresu porównawczego złożyły się przede wszystkim:

- Wzrost przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych odbiorcom końcowym, które stanowią 90,4% przychodów ze sprzedaży o 18.356 tys. zł, tj. o 2,7%; co spowodowane jest

wzrostem średniej ceny sprzedaży o 3,9% przy zmniejszonej ilości dostarczonej energii elektrycznej o 49 GWh. Ponadto, zmniejszeniu uległy szacowane przychody ze sprzedaży niezafakturowanej o 11.123 tys. zł.

- Wzrost wartości przychodu z tytułu rozliczeń rynku bilansującego o 12.274 tys. zł (dane wysłane w trybie podstawowym – do 4 dni po zakończeniu doby – podlegają korekcie po dwóch, czterech miesiącach).
- Spadek przychodów z tytułu opłat za przyłączenia do sieci, które wyniosły w I kwartale 2013 r. 20.324 tys. zł i zmniejszyły się o 1.599 tys. zł, co wynika z przyjęcia na majątek przyłączeń o niższej wartości.
- Spadek przychodów z tytułu usług, które ukształtowały się na poziomie 24.150 tys. zł i zmniejszyły się o 1.343 tys. zł, co wynika głównie z niższych przychodów z tytułu konserwacji urządzeń oświetlenia drogowego.
- Spadek sprzedaży usług dystrybucji innym podmiotom o 958 tys. zł spowodowany jest niższym oddaniem energii do sąsiednich OSD w stosunku do roku ubiegłego.

4.3.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2013 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Operator wyniosły 561.052 tys. zł i zmniejszyły się o 41.827 tys. zł, tj. o 6,9% 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 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	602 879	561 052	93,1%	-41 827
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	95 253	93 440	98,1%	-1 813
Koszty świadczeń pracowniczych	136 372	134 140	98,4%	-2 232
Zużycie materiałów i energii oraz wartość sprzedanych towarów	12 384	12 226	98,7%	-158
Zakup energii na potrzeby sprzedaży	102 414	88 101	86,0%	-14 313
Koszty usług przesyłowych	179 798	152 782	85,0%	-27 016
Inne usługi obce	40 583	40 599	100,0%	16
Podatki i opłaty	36 075	39 764	110,2%	3 689

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Operator w I kwartale 2013 r. w stosunku do okresu porównawczego wpływają głównie:

- Koszty usług przesyłowych, które w analizowanym okresie wyniosły 152.782 tys. zł i były niższe o 27.016 tys. zł, co spowodowane jest poniesieniem niższej opłaty przejściowej oraz zmianą stanu statystycznej opłaty jakościowej. Przyczyniło się do to do spadku średniej ceny zakupu tych usług o 14,1%.
- Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży spadły o 14.313 tys. zł, co wynika przede wszystkim z niższej średniej ceny zakupu energii o 3,7% oraz niższego wolumenu o 79 GWh.
- Koszty świadczeń pracowniczych, które w okresie analizowanym wynosiły 134.140 tys. zł i były niższe o 2.232 tys. zł, co wynika z niższych kosztów z tytułu szkoleń o 1.561 tys. zł oraz niższej rezerwy na niewykorzystane urlopy.

- Koszty amortyzacji wyniosły 93.440 tys. zł i były niższe o 1.813 tys. zł, co wynika z weryfikacji okresów użytkowania oraz w I kwartale 2012 r. ujęta została amortyzacja od likwidowanego majątku trwałego w tym kwartale.
- Podatki i opłaty, które uległy zwiększeniu o 3.689 tys. zł, w związku z wyższymi kosztami podatku od nieruchomości oraz kosztami zajęcia pasa drogowego.

4.3.4. Pozostała działalność operacyjna

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	11 237	9 449	84,1%	-1 788
Pozostałe koszty operacyjne	6 323	14 877	235,3%	8 554

W I kwartale 2013 r. wynik na pozostałej działalności operacyjnej wyniósł -5.428 tys. zł i ukształtował się na niższym poziomie niż w roku ubiegłym o 10.342 tys. zł, co wynika głównie z niższych nieodpłatnie otrzymanych środków trwałych oraz z wyższej rezerwy na roszczenia o odszkodowanie oraz ujęcie kosztów za bezumowne korzystanie z nieruchomości.

Jednocześnie Spółka poniosła stratę na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych w wysokości 1.378 tys. zł, natomiast w I kwartale 2012 r. osiągnęła zysk na poziomie 2.335 tys. zł.

4.3.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	1 091	1 628	149,2%	537
Koszty finansowe	4 464	5 575	124,9%	1 111

W I kwartale 2013 r. Spółka poniosła wyższą stratę na działalności finansowej w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego, co spowodowane jest poniesieniem wyższych kosztów dotyczących finansowania z obligacji korporacyjnych.

4.4. Prezentacja wyników finansowych ENEA Wytwarzanie w I kwartale 2013 r.

4.4.1. Rachunek zysków i strat ENEA Wytwarzanie

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży	686 586	658 440	95,9%	-28 146
Podatek akcyzowy	8	7	87,5%	-1
Przychody ze sprzedaży netto	686 578	658 433	95,9%	-28 145
Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży	643 051	627 906	97,6%	-15 145
Pozostałe przychody operacyjne	12 310	18 032	146,5%	5 722
Pozostałe koszty operacyjne	996	3 774	378,9%	2 778
Zysk / strata na sprzedaży i likwidacji rzeczowych aktywów trwałych	4	-825	-	-829
Zysk / strata operacyjny	54 845	43 960	80,2%	-10 885
Przychody finansowe	13 702	12 719	92,8%	-983
Koszty finansowe	1 070	538	50,3%	-532
Zysk / strata brutto	67 477	56 141	83,2%	-11 336
Zysk / strata netto	54 763	44 758	81,7%	-10 005
EBITDA	132 359	121 397	91,7%	-10 962

W 2012 r. wprowadzono zmiany do polityki rachunkowości dotyczące zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂. Zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków i strat i innych całkowitych dochodów dane porównawcze za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu uwzględnienia wpływu zmiany zasad rachunkowości i zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r.

Dotychczasowe rozliczenie CO₂: przydział darmowych uprawnień rozliczany był proporcjonalnie do produkcji energii elektrycznej. Na brakujące uprawnienia do rzeczywistej emisji rozliczane były uprawnienia płatne (EUA, CER, wg odrębnych kolejek FIFO). Uprawnienia przyznane na dany rok były wykorzystywane w 100% w roku, którego dotyczył przydział, brakującą ilość uzupełniano uprawnieniami zakupionymi (rezerwa tworzona była, jeżeli rzeczywista emisja przekraczała posiadany przez Grupę przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂).

Nowa metoda: uprawnienia do emisji CO₂ ujmowane są jako krótkoterminowe wartości niematerialne. Ich rozchód ujmowany jest zgodnie z zasadą FIFO przy czym zarówno otrzymane nieodpłatnie, jak i zakupione prawa EUA rozliczane są w jednej kolejce FIFO. Uprawnienia CER szare i CER zielone w odrębnych kolejkach FIFO. Na nierozliczoną emisję CO₂ w okresie sprawozdawczym tworzy się rezerwę. Rezerwa tworzona jest przy uwzględnieniu pierwszeństwa rozliczenia jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) w ilości, którą regulacje prawne dopuszczają do umorzenia w danym okresie rozliczeniowym. Rezerwa na pozostałą emisję CO₂ tworzona jest w wysokości kosztu posiadanych uprawnień do emisji, przy zastosowaniu zasady ich rozliczania w oparciu o kolejkę FIFO. Na brakującą ilość uprawnień rezerwa tworzona jest w oparciu o aktualne ceny rynkowe praw do emisji CO₂.

Wykazane w aktywach prawa do emisji umarza się w ciężar rezerwy w momencie rzeczywistego rozliczenia obowiązku tj. umorzenia uprawnień po zakończeniu roku, przy zastosowaniu aktualnej na ten moment kolejki FIFO.

Zmiana spowodowała wzrost kosztów materiałów i surowców o 56.945 tys. zł, co przekłada się na zmniejszenie wyniku operacyjnego, natomiast zysku netto o 46.126 tys. zł.

4.4.2. Przychody ze sprzedaży

Przychody ze sprzedaży brutto ENEA Wytwarzanie wyniosły w I kwartale 2013 r. 658.440 tys. zł, co w stosunku do I kwartału 2012 r. stanowi spadek o 28.146 tys. zł, tj. o 4,1%.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość przychodów ze sprzedaży brutto, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody ze sprzedaży brutto	686 586	658 440	95,9%	-28 146
z tego:				
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, w tym:	645 465	646 893	100,2%	1 429
w ramach koncesji na wytwarzanie	580 029	566 628	97,7%	-13 401
w ramach koncesji na obrót	65 435	80 265	122,7%	14 830
Przychody z tytułu rekompensaty na pokrycie kosztów osieroconych	0	0	-	0
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	34 708	5 851	16,9%	-28 857
Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO ₂	1 759	833	47,4%	-926
Przychody ze sprzedaży ciepła	1 940	2 588	133,4%	648
Przychody ze sprzedaży usług i pozostałe przychody ze sprzedaży	1 581	1 704	107,8%	123
Przychody ze sprzedaży towarów i materiałów	1 134	570	50,3%	-564

Na odchylenie w przychodach ze sprzedaży ENEA Wytwarzanie wpłynęły głównie:

- Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia, które były niższe o 28.857 tys. zł niż w I kwartale 2012 r., co spowodowane było mniejszą ilością sprzedanych zielonych świadectw pochodzenia o 70 GWh oraz spadkiem średniej ceny sprzedaży o 35,4%.
- Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, które stanowią 94,0% przychodów ze sprzedaży ogółem, wyniosły w analizowanym okresie 646.893 tys. zł. i były wyższe w stosunku do I kwartału 2012 r. o 1.429 tys. zł, tj. o 0,2%. Wolumen sprzedaży energii elektrycznej wyniósł 3.466 GWh i zwiększył się w stosunku do okresu porównywalnego o 347 GWh (wyższy wolumen w ramach koncesji na wytwarzanie o 234 GWh oraz wyższy wolumen sprzedaży w ramach koncesji na obrót o 113 GWh). Jednocześnie zmniejszeniu uległa średnia cena sprzedaży energii elektrycznej o 10,0%. Produkcja energii elektrycznej brutto w I kwartale 2013 r. wyniosła 3.052 GWh i była wyższa w stosunku do analogicznego okresu roku ubiegłego o 288 GWh, przy jednoczesnym spadku produkcji ze źródeł odnawialnych (biomasa) o 28 GWh.
- Przychody ze sprzedaży praw do emisji CO₂ były niższe o 926 tys. zł niż w I kwartale 2012 r. na skutek przede wszystkim niższej średniej ceny sprzedaży o 41,0% przy wolumenie sprzedaży mniejszym o 12 tys. ton.
- Przychody ze sprzedaży ciepła zwiększyły się o 648 tys. zł, co wynika ze wzrostu ilości sprzedaży o 23 TJ oraz wyższej średniej ceny sprzedaży o 5,9%.

4.4.3. Koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży

W I kwartale 2013 r. łączne koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży ENEA Wytwarzanie wyniosły 627.906 tys. zł i zmniejszyły się o 15.145 tys. zł, tj. o 2,4% w stosunku do analogicznego okresu roku 2012.

Zamieszczone poniżej zestawienie obrazuje wartość kosztów uzyskania przychodów ze sprzedaży, jakie zostały osiągnięte w I kwartale 2013 r.

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r. (dane przekształcone)	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Koszt uzyskania przychodów ze sprzedaży	643 051	627 906	97,6%	-15 145
Amortyzacja środków trwałych i WNiP	77 514	77 437	99,9%	-77
Koszty świadczeń pracowniczych	61 664	64 595	104,8%	2 931
Zużycie materiałów i surowców oraz wartość sprzedanych towarów	374 213	349 152	93,3%	-25 061
Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży	80 776	84 083	104,1%	3 307
Koszty usług przesyłowych	0	0	-	0
Inne usługi obce	32 773	33 976	103,7%	1 203
Podatki i opłaty	16 111	18 663	115,8%	2 552

W 2012 r. wprowadzono zmiany do polityki rachunkowości dotyczące zasad ujęcia, wyceny i prezentacji uprawnień do emisji CO₂. Zaprezentowane w sprawozdaniu z zysków i strat i innych całkowitych dochodów dane porównawcze za I kwartał 2012 r. zostały odpowiednio przekształcone w celu uwzględnienia wpływu zmiany zasad rachunkowości i zachowania porównywalności z danymi za I kwartał 2013 r.

Dotychczasowe rozliczenie CO₂: przydział darmowych uprawnień rozliczany był proporcjonalnie do produkcji energii elektrycznej. Na brakujące uprawnienia do rzeczywistej emisji rozliczane były uprawnienia płatne (EUA, CER, wg odrębnych kolejek FIFO). Uprawnienia przyznane na dany rok były wykorzystywane w 100% w roku, którego dotyczył przydział, brakującą ilość uzupełniano uprawnieniami zakupionymi (rezerwa tworzona była, jeżeli rzeczywista emisja przekraczała posiadany przez Grupę przydział darmowych uprawnień do emisji CO₂).

Nowa metoda: uprawnienia do emisji CO₂ ujmowane są jako krótkoterminowe wartości niematerialne. Ich rozchód ujmowany jest zgodnie z zasadą FIFO przy czym otrzymane nieodpłatnie, jak i zakupione prawa EUA rozliczane są w jednej kolejce FIFO. Uprawnienia CER szare i CER zielone w odrębnych kolejkach FIFO. Na nierozliczoną emisję CO₂ w okresie sprawozdawczym tworzy się rezerwę. Rezerwa tworzona jest przy uwzględnieniu pierwszeństwa rozliczenia jednostek poświadczonych redukcji emisji (CER) w ilości, którą regulacje prawne dopuszczają do umorzenia w danym okresie rozliczeniowym. Rezerwa na pozostałą emisję CO₂ tworzona jest w wysokości kosztu posiadanych uprawnień do emisji, przy zastosowaniu zasady ich rozliczania w oparciu o kolejkę FIFO. Na brakującą ilość uprawnień rezerwa tworzona jest w oparciu o aktualne ceny rynkowe praw do emisji CO₂.

Wykazane w aktywach prawa do emisji umarza się w ciężar rezerwy w momencie rzeczywistego rozliczenia obowiązku tj. umorzenia uprawnień po zakończeniu roku, przy zastosowaniu aktualnej na ten moment kolejki FIFO.

Zmiana spowodowała wzrost kosztów materiałów i surowców o 56.945 tys. zł.

Na odchylenie w kosztach poniesionych przez ENEA Wytwarzanie wpływają głównie:

- Koszty zużycia materiałów, surowców oraz wartość sprzedanych towarów, które wyniosły 349.152 tys. zł i zmniejszyły się o 25.061 tys. zł, tj. o 6,7%, co wynika głównie ze spadku kosztów emisji CO₂ o 64.565 tys. zł na skutek większej ilości darmowych uprawnień odniesionych w rezerwę na umorzenie o 1.685 tys. ton w porównaniu do analogicznego okresu ubiegłego roku. Dodatkowo nastąpił spadek kosztów zużycia biomasy o 5.671 tys. zł w związku z niższą o 28 GWh produkcją energii z biomasy przy wyższym średnim koszcie zużycia biomasy (z transportem) o 1,8%. Jednocześnie na skutek większej o 316 GWh produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych zwiększeniu uległy koszty zużycia węgla o 44.682 tys. zł przy wyższym wolumenie zużycia o 140 tys. ton oraz wyższym średnim koszcie zużycia węgla o 3,9%.
- Koszty zakupu energii na potrzeby sprzedaży, które wyniosły 84.083 tys. zł i zwiększyły się o 3.307 tys. zł, co było spowodowane zwiększeniem działalności w ramach koncesji na obrót energią elektryczną (większa ilość o 73 GWh oraz niższa o 7,6% średnia cena zakupionej energii w celach sprzedaży w ramach koncesji na obrót), przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów zakupu energii na Rynku Bilansującym (mniejszy wolumen zakupu energii przy jednoczesnym spadku średniej ceny zakupu).
- Koszty świadczeń pracowniczych wyniosły w I kwartale 2013 r. 64.595 tys. zł i zwiększyły się o 2.931 tys. zł, co wynika przede wszystkim ze zmiany stanu rezerw na świadczenia pracownicze oraz wzrostu wynagrodzeń od 1 czerwca 2012 r.
- Koszty podatków i opłat w I kwartale 2013 r. ukształtowały się na poziomie 18.663 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównawczego o 2.552 tys. zł, tj. o 15,8% co głównie było spowodowane wyższymi opłatami za korzystanie ze środowiska.
- Koszty pozostałych usług obcych ukształtowały się na poziomie 33.976 tys. zł i zwiększyły się w stosunku do okresu porównywalnego o 1.203 tys. zł, tj. o 3,7%, co było spowodowane głównie wzrostem kosztów usług transportowych o 5.363 tys. zł (wzrost średniego kosztu transportu o 27,2%) oraz ubezpieczeń majątkowych o 801 tys. zł. Jednocześnie poniesiono niższe koszty usług remontowych o 1.374 tys. zł oraz koszty usług w zakresie handlu hurtowego o 3.738 tys. zł.

4.4.4. Pozostałe przychody i koszty operacyjne

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Pozostałe przychody operacyjne	12 310	18 032	146,5%	5 722
Pozostałe koszty operacyjne	996	3 774	378,9%	2 778

Pozostałe przychody operacyjne wyniosły w I kwartale 2013 r. 18.032 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 5.722 tys. zł., co wynika w szczególności z:

- Wyższych o 6.557 tys. zł przychodów z tytułu odwrócenia niewykorzystanych odpisów aktualizujących głównie wartość świadectw pochodzenia OZE i rozwiązanie odpisu aktualizującego należności.
- Wyższych o 3.084 tys. zł przychodów wynikających głównie z tytułu otrzymanych gwarancji, odszkodowań z tytułu szkód losowych oraz wyższej wartości zwróconych kosztów sądowych,
- Wyższych o 976 tys. zł zwrotów kosztów od ubezpieczyciela (głównie odszkodowanie z tytułu awarii turbopompy bloku 9).

Jednocześnie Spółka uzyskała niższe:

- o 3.949 tys. zł przychody z tytułu odszkodowań i kar, głównie za niedotrzymanie warunków umów, (w I kwartale 2012 r. głównie odszkodowania za niedotrzymanie warunków umów dotyczących dostaw węgla i biomasy),
- o 1.420 tys. zł przychody z tytułu rozwiązania rezerw. W I kwartale 2013 r. rozwiązana została rezerwa na należności od PKP Cargo, podczas gdy w analogicznym okresie ubiegłego roku nastąpiło rozwiązanie rezerwy na zobowiązania spowodowane realizacją ugody pozasądowej.

Pozostałe koszty operacyjne wyniosły w I kwartale 2013 r. 3.774 tys. zł i były wyższe w stosunku do okresu analogicznego o 2.778 tys. zł., co wynika z:

- utworzenia większych o 1.832 tys. zł odpisów aktualizujących należności (głównie należności z tytułu kar umownych),
- wyższych kosztów, głównie usuwania szkód losowych o 948 tys. zł.

4.4.5. Przychody i koszty finansowe

Dane w tys. zł	I kwartał 2012 r.	I kwartał 2013 r.	Dynamika	Odchylenie
Przychody finansowe	13 702	12 719	92,8%	-983
Koszty finansowe	1 070	538	50,3%	-532

Przychody finansowe wyniosły w I kwartale 2013 r. 12.719 tys. zł i były niższe w stosunku do okresu analogicznego o 983 tys. zł, co wynika z uzyskania niższych odsetek od środków pieniężnych lokowanych na lokatach terminowych (niższy poziom środków pieniężnych oraz niższe oprocentowanie lokat terminowych) oraz dodatnich różnic kursowych od kredytów i pożyczek, a także dodatnich różnic kursowych spowodowanych wyceną wierzytelności wobec Spółki Windfarm Polska, co było spowodowane umocnieniem kursu EUR na koniec marca 2013 r.

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

Zarząd ENEA S.A. nie publikował prognoz wyników finansowych za I kwartał 2013 r. ani na cały rok obrotowy 2013.

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

Na dzień przekazania raportu struktura akcjonariuszy posiadających ponad 5% ogólnej liczby głosów na walnym zgromadzeniu ENEA S.A. przedstawia się następująco:

L.p.	Akcjonariusz	Stan na 31 marca 2013 r.		Stan na 31 grudnia 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	227 378 918	51,51%	227 385 698	51,51%
2	Vattenfall AB	82 395 573	18,67%	82 395 573	18,67%
3	Pozostali	131 668 087	29,82%	131 661 307	29,82%
RAZEM		441 442 578	100,00%	441 442 578	100,00%

W okresie od sporządzenia raportu rocznego za 2012 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.

7. 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 30 marca 2013 r.	Liczba posiadanych akcji ENEA S.A. na dzień 31 grudnia 2012 r.
Tadeusz Mikłosz	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.

W okresie od dnia przekazania raportu okresowego za rok 2012 r. nie nastąpiły zmiany w stanie posiadania osób zarządzających i nadzorujących.

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

8.1. 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.

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

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 24 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego.

9. Informacje o transakcjach z podmiotami powiązanymi

Podmioty wchodzące w skład Grupy w I kwartale 2013 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 20 do skonsolidowanego kwartalnego sprawozdania finansowego.

10. 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 zewnętrznemu lub jednostce zależnej od tego podmiotu, których łączna wartość stanowiłaby równowartość co najmniej 10% kapitałów własnych Spółki.

Stan udzielonych poręczeń i gwarancji przez ENEA S.A. na dzień 31 marca 2013 r. przedstawia poniższa tabela:

L.p	Data udzielenia poręczenia / gwarancji	Data obowiązywania poręczenia / gwarancji	Podmiot, za który udzielono poręczenia / gwarancji	Podmiot, na rzecz którego udzielono poręczenia / gwarancji	Kwota poręczenia / gwarancji	Przeznaczenie kwot objętych poręczeniem / gwarancją	Realne zadłużenie na 31.03.2013r.
1	26-08-2003	31-08-2017	EP Zakład Transportu Sp. z o.o.	Wydział Gospodarki Komunalnej i Mieszkaniowej w Poznaniu	204,7 tys. zł	Celem spełnienia ustawowego warunku dla uzyskania licencji na prowadzenie zarobkowej działalności transportowej	0,00
					49 tys. EUR		
2	12-07-2012	31-07-2013	ENEA Trading Sp. z o.o.	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	50 000 tys. zł	Celem zabezpieczenia zobowiązań zaciągniętych przez ENEA Trading w związku z członkostwem w GIR i nabywaniem energii elektrycznej i praw majątkowych	0,00
SUMA:					50 204,7 tys. zł		0,00

Średni kurs EUR na 31 marca 2013 r. wynosił 4,1774 tabela NBP nr 63/A/NBP/2013 z dnia 29 marca 2013 r.

Łączna wartość pozycji pozabilansowych z tytułu udzielonych poręczeń i gwarancji na dzień 31 marca 2013 r. wynosiła 50.204,7 tys. zł.

Wśród udzielonych poręczeń i gwarancji nie występują tzw. „gwarancje i poręczenia zagrożone”. Udzielone przez ENEA S.A. poręczenia i gwarancje mieszczą się w limitach określonych w art. 33 ust. 1 ustawy z dnia 8 maja 1997 r. o poręczeniach i gwarancjach udzielanych przez Skarb Państwa oraz niektóre osoby prawne (Dz.U. z 2003 r. Nr 174, poz. 1689 ze zm.).

Stan wystawionych na zlecenie ENEA S.A. gwarancji na dzień 31 marca 2013 r. przedstawia poniższa tabela:

Lp.	Data udzielenia zabezpieczenia	Data obowiązywania zabezpieczenia	Podmiot na rzecz którego udzielono zabezpieczenia	Cel zawarcia umowy	Forma zabezpieczenia	Kwota zabezpieczenia udzielona
1	12.11.2012	18.11.2013	Izba Rozliczeniowa Giełd Towarowych S.A.	Celem zabezpieczenia wniesienia depozytu transakcyjnego i depozytu zabezpieczającego na rzecz IRGIT S.A. w związku z rozliczaniem transakcji związanych z handlem energią elektryczną i prawami majątkowymi na giełdzie towarowej	Gwarancja bankowa udzielona w ramach linii gwarancji w kwocie 250 000 tys. zł	16 000 tys. zł
				Gwarancja udzielona przez bank za zobowiązania ENEA Trading		200 000 tys. zł

11. Inne informacje istotne dla oceny sytuacji emitenta

Poniżej zamieszczono dodatkowe, wobec prezentowanych w innych częściach niniejszego raportu informacje, które zdaniem emitenta są istotne dla oceny sytuacji kadrowej, majątkowej, finansowej, wyniku finansowego i ich zmian oraz informacje, które są istotne dla oceny możliwości realizacji zobowiązań przez Emitenta oraz Grupę Kapitałową ENEA.

11.1. Koncesje

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 posiada koncesję na dystrybucję energii elektrycznej ważną do połowy 2017 r.,
- ENEA Wytwarzanie posiada koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej ważną do końca 2025 r. oraz na obrót energią elektryczną ważną do 31 grudnia 2030 r.,
- ENEA Trading Sp. z o.o. posiada koncesję na obrót energią elektryczną ważną do końca 2030 r.

11.2. Dominująca pozycja na rynku lokalnym

Posiadamy pozycję dominującą w zakresie świadczenia usług dystrybucji na lokalnym rynku obejmującym obszar północno-zachodniej Polski. W tej sytuacji podejmowane przez nas czynności podlegają kontroli polskich i europejskich instytucji antymonopolowych (w tym Prezesa UOKiK oraz Komisji Europejskiej). Stwierdzenie przez te organy stosowania praktyk monopolistycznych będzie skutkowało wydaniem decyzji nakazującej zaniechanie ich stosowania oraz może spowodować nałożenie na nas kary pieniężnej. Ponadto, czynności prawne będące przejawem nadużywania pozycji dominującej będą w całości lub w odpowiedniej części nieważne. Ewentualne decyzje wydane przez Prezesa UOKiK lub Komisję Europejską mogą mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

11.3. 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)” oraz jego podtrzymanie na tym samym poziomie, który został ogłoszony w wydanym w dniu 4 kwietnia 2013 r. komunikacie. 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 potwierdzają 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.

11.4. Specyfikacja i charakter działalności ENEA Wytwarzanie

Elektrownia należąca do ENEA Wytwarzanie jest elektrownią kondensacyjną, w której do produkcji energii elektrycznej, jako paliwo podstawowe wykorzystywany jest węgiel kamienny. Główne oddziaływanie elektrowni związane jest z emisją zanieczyszczeń do atmosfery, składowaniem odpadów paleniskowych, poborem wody oraz odprowadzaniem ścieków. Do najważniejszych zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery należy dwutlenek siarki, tlenki azotu, pył i dwutlenek węgla.

Elektrownia posiada instalacje odpylania spalin składające się z wysokosprawnych elektrofiltrów zamontowanych na wszystkich blokach energetycznych. W realizowanym cyklu modernizacji, remontów i inwestycji bloków uwzględniana jest m.in. konieczność dotrzymania przez Elektrownię dopuszczalnego stężenia pyłu w odprowadzanych spalinach z każdego bloku poziomie nie większym jak 50 mg/Nm^3 .

W Elektrowni funkcjonują instalacje pierwotnej redukcji tlenków azotu, ograniczające stężenia tlenków azotu do gwarantowanego poziomu 500 mg/Nm^3 , opierające się m. in. na palnikach niskoemisyjnych typu ROBTAS oraz układzie dysz powietrza zainstalowanych na ścianie przedniej i tylnej kotłów nad strefą palnikową (tzw. dysz OFA, SOFA). Ponadto, na bloku nr 3 zostały zabudowane palniki niskoemisyjne NO_x najnowszej generacji, firmy Energotechnika-Energorozruch S.A., dzięki którym stężenie tlenków azotu na bloku nr 3 jest poniżej 300 mg/Nm^3 .

Ograniczenie emisji SO_2 zapewniają instalacje odsiarczania spalin metodą mokrą wapienną: IOS I - dla bloku nr 9 o mocy 560 MW, IOSIII dla bloku nr 10 o mocy 560 MW oraz IOS II - dla mocy 800 MW (4 bloki 200 MW), przyłączona do bloków 200 MW nr 2-8.

W wyniku podjętej decyzji o potrzebie inwestycji w zakresie odsiarczania spalin, wynikającej z Dyrektywy IED, a związanej z dotrzymaniem od 1 stycznia 2016 r. zaostrzonych wymogów emisyjnych, w dniu 5 marca 2013 r. ENEA Wytwarzanie i Babcock – Hitachi K.K. podpisały umowę na Budowę Instalacji Odsiarczania Spalin IOS IV dla bloków dwustumegawatowych o łącznej mocy ok. 800 MWe.

Ponadto, realizowany jest program mający na celu redukcję emisji NO_x poprzez zabudowanie na wszystkich blokach instalacji odazotowania spalin.

11.5. Charakterystyka realizowanych zadań inwestycyjnych w ENEA Wytwarzanie

Ograniczenie emisji tlenków azotu

Odazotowanie bloków (4-8)

W zakresie redukcji emisji tlenków azotu realizowana jest budowa instalacji odazotowania spalin dla bloków 200 MW nr 4-8. Wykonanie tej inwestycji zagwarantuje poziom stężeń NO_x poniżej wartości dopuszczalnej 200 mg/m^3 obowiązującej od roku 2016.

Odazotowanie bloków 1-2

Planowana zabudowa instalacji odazotowania spalin – dla bloków nr 1-2 zapewni dotrzymanie standardów emisyjnych określonych w „Dyrektywie nr 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie

zanieczyszczeniom i ich kontrola)”, obowiązujących od roku 2016 i umożliwi dalszą eksploatację bloków nr 1-2 oraz pozwoli na uzyskanie wymaganych stężeń znacznie poniżej wartości 200 mg/Nm³.

Odazotowanie bloków 9-10

Zabudowa instalacji odazotowania na blokach nr 9 i nr 10 planowana jest w 2017 r. i 2018 r.

Budowa instalacji odsiarczania spalin IOS IV

Instalacja odsiarczania spalin IOS IV będzie miała przepustowość pozwalającą na odsiarczenie spalin z czterech bloków klasy 200 MW. Zakłada się, że po przebudowie kanałów spalin będzie ona miała możliwość odsiarczania spalin z dowolnych bloków nr 1-8. Chodzi o uzyskanie maksymalnej dyspozycyjności obu instalacji bloków 200 MW czyli IOS II i realizowanej IOS IV.

Budowa komina i kanałów rozruchowych

W ramach budowy instalacji odsiarczania spalin IOS IV zostanie zmodernizowany aktualnie funkcjonujący komin nr 3 w celu przystosowania do odprowadzenia spalin pochodzących z rozruchów bloków 200 MW, podczas których spalany jest mazut oraz pył węglowy bez załączonych elektrofiltrów. Komin zostanie także skrócony do wysokości 150 m.

Zostaną także wykonane nowe (rozruchowe) kanały spalin wraz z klapami, którymi odprowadzane będą do komina nr 3 spaliny z rozruchu kotłów a także spaliny z pracujących bloków w przypadku wystąpienia sytuacji awaryjnej instalacji odsiarczania spalin IOS II lub IOS IV.

Ograniczenie emisji pyłu

W zakresie ograniczenia emisji pyłu rozpoczęto w marcu 2013 r. wymianę elektrofiltru bloku energetycznego nr 8. Biorąc pod uwagę plan budowy IOS IV, odpylanie spalin w ENEA Wytwarzanie od roku 2016 będzie realizowane dwuetapowo. Zasadnicze odpylanie odbywać się będzie w elektrofiltrach. Mokre instalacje odsiarczania zapewnią będą dodatkowe odpylenie spalin, co pozwoli na dotrzymanie standardu wymaganego Dyrektywą IED w wysokości 20 mg/m³u.

11.6. Gospodarka odpadami

Gospodarka odpadami prowadzona jest zgodnie z obowiązującymi przepisami, tj. zgodnie z Ustawą z dnia 21 kwietnia 2001 r. o odpadach. W dniu 23 stycznia 2013 r. weszła w życie nowa ustawa o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r. Obecnie w trakcie realizacji jest dostosowywanie decyzji administracyjnych do nowych zapisów ustawy. Zgodnie z ustawą EWSA ma dwa lata na dostosowanie posiadanych decyzji i zezwoleń do wymogów nowej ustawy.

Spółka posiada składowisko popiołu i żużła o czynnej powierzchni składowania 313 ha, składającej się z sześciu pól składowych, z którego wydzielone zostały: magazyn odpadów paleniskowych (rozpoczęto procedurę formalnej likwidacji magazynu odpadów paleniskowych na składowisku odpadów żużła i popiołu; w I kwartale 2013 r. magazyn nie był eksploatowany; stan magazynu = 0,00 t) oraz składowisko i magazyn gipsów z wydzielonym miejscem do składowania placka pofiltracyjnego z oczyszczalni ścieków z Instalacji Odsiarczania Spalin.

W I kwartale 2013 r. realizowano działania zmierzające do jak największego wykorzystywania powstających odpadów paleniskowych. Wskaźnik wykorzystania tych odpadów wyniósł 26,1%.

W I kwartale 2013 r. zagospodarowano 22.182,7 ton gipsu powstałego z pracy IOS (ilość wytworzona to 39.971,2 ton).

Istotna jest także sprzedaż: popiołów lotnych 55.343,3 ton oraz mikrosfery (suchej) 47,4 ton. Przekazano do zagospodarowania 8.683,6 Mg mieszanki popiołowo-żużlowej w postaci suchej.

Wokół składowisk odpadów prowadzony jest monitoring jakości środowiska zgodny z obowiązującymi w tym względzie przepisami w tym badania własności fizykochemicznych popiołów lotnych mieszanki

popiołowo-żużlowej, gipsu oraz badania jakości środowiska wodnego. Wyniki prowadzonych badań charakteryzują się niewielką uciążliwością dla środowiska.

Elektrownia realizuje działania zapobiegające wtórnemu pyleniu poprzez okresowe zraszanie pól, zalewanie pól nieeksploatowanych oraz zabezpieczanie powierzchni składowiska preparatami błonotwórczymi. Prowadzimy na bieżąco roboty pielęgnacyjno-konserwacyjne (utrzymanie zieleni i terenów składowiska, nasadzenie drzew i krzewów) oraz hydroobsiew na powierzchniach składowiska oraz skarp obwałowań.

11.7. Nowy blok energetyczny na parametry nadkrytyczne o mocy 1.075 MW brutto

W dniu 21 września 2012 r. Zarząd ENEA Wytwarzanie podpisał z konsorcjum HITACHI Power Europe GmbH oraz Polimex-Mostostal S.A. kontrakt na budowę nowego bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne pary opalanego węglem kamiennym o mocy 1.075 MW brutto.

Czas realizacji przedsięwzięcia wynosi 58 miesięcy od daty podpisania ww. kontraktu.

Podstawowe dane techniczne bloku kształtują się jak poniżej:

- moc elektryczna bloku brutto: 1.075 MW,
- sprawność bloku netto: 45,59%,
- dyspozycyjność: w pierwszym roku >90% , w latach następnych >92%.

Szczegółowe informacje nt. zawarcia ww. umowy Spółka przekazała komunikatem bieżącym nr 35/2012 z dnia 21 września 2012 r.

Przewidywane nakłady na realizację inwestycji wynoszą ok. 5,3 mld zł netto (z wyłączeniem kosztów finansowych). W celu zapewnienia środków na realizację ww. inwestycji we wrześniu 2012 r. Zarządy ENEA S.A. i ENEA Wytwarzanie zawarły z BRE Bankiem umowę programową dotyczącą programu emisji obligacji do kwoty 4 mld zł. Wraz z umową programową, pomiędzy ENEA S.A. a ENEA Wytwarzanie zawarta została umowa o gwarantowanie objęcia obligacji dotycząca programu emisji obligacji do kwoty 4 mld zł.

Szczegółowe informacje nt. zawarcia ww. umowy Spółka przekazała komunikatem bieżącym nr 34/2012 z dnia 8 września 2012 r.

Dnia 1 października 2012 r. nastąpiło protokolarne przekazanie terenu budowy Wykonawcy. Prace zrealizowane oraz prace w toku na terenie budowy:

- teren budowy został ogrodzony i oświetlony,
- Wykonano badania geologiczne gruntu pod opracowanie założeń fundamentowania obiektów,
- Dokonano wyburzeń na terenie budowy,
- Przygotowano dokumentację do wykonania przekładek instalacji podziemnych,
- Rozpoczęto prace związane z przełożeniem instalacji podziemnych,
- Rozpoczęto prace związane z budową drogi do bramy wjazdowej nr 2,
- Rozpoczęto wykopy pod odwodnienie z wody gruntowej wykopów głębokich.

Zgodnie z zapisami Kontraktu, Zamawiający zapłacił Wykonawcy zaliczkę w wysokości 10% wartości ceny kontraktu netto.

11.8. Obecnie realizowane inwestycje w ENEA Wytwarzanie

W I kwartale 2013 r. realizowano następujący plan inwestycyjny:

Inwestycje zakończone:

- modernizacja instalacji załadunku popiołu,
- budowa budynku archiwum zakładowego,

Inwestycje kontynuowane:

- modernizacja bloku nr 6, w tym między innymi modernizacja części ciśnieniowej kotła, modernizacja turbozespołu i automatyki bloku,
- I etap zabudowy instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla kotłów OP-650 nr 4 do 8 (część wspólna dla bloków 4-8 i instalacji SCR na bloku nr 6),
- wykonanie obwałowań pola 4a, pola 6 wraz z rurociągami zrzutowymi, wykonaniem urządzeń kontrolno-pomiarowych na polu 6 oraz drenaż w obwałowaniach pola 6,
- przebudowa estakady transportu hydraulicznego popiołu i żużla,
- zabudowa nowej wagi samochodowej dla potrzeb biomasy.

Inwestycje rozpoczęte:

- budowa Instalacji Odsiarczania Spalin IOS IV,
- II etap zabudowy instalacji katalitycznego odazotowania spalin dla kotłów OP-650 nr 4 do 8 (instalacja SCR na bloku nr 8 wraz z podłączeniem do części wspólnej),
- modernizacja bloku nr 8, w tym między innymi modernizacja części ciśnieniowej kotła, modernizacja turbozespołu i automatyki bloku.

11.9. Nowe regulacje prawne w zakresie OZE

Współspalanie biomasy z węglem jest aktualnie wiodącą technologią wytwarzania energii elektrycznej z OZE w Polsce (ok. 45%). Dynamiczny rozwój zawdzięcza przede wszystkim wsparciu państwa w postaci świadectw pochodzenia („zielonych certyfikatów”) przy stosunkowo niskich kosztach inwestycyjnych. Dalszy rozwój współspalania biomasy z węglem uzależniony będzie od poziomu opłacalności produkcji energii elektrycznej z tych źródeł. To z kolei zależy od korelacji między ceną energii elektrycznej, poziomem wsparcia, a więc ceną rynkową i sposobem naliczania świadectw pochodzenia, a kosztami produkcji, czyli przede wszystkim ceną biomasy użytej do współspalania.

Jeżeli nowa Ustawa o OZE wprowadzi współczynniki korekcyjne czy wyznaczy limity czasowe uprawnień do certyfikatów, nastąpi realne ograniczenie wsparcia. Stopień ograniczenia wsparcia przełoży się bezpośrednio na zmniejszenie ilości eksploatowanych instalacji, obniżenie poziomu produkcji energii elektrycznej w tej technologii i zmniejszenie podaży generowanych certyfikatów. Celem inwestorów staną się inne, bardziej atrakcyjne ekonomicznie źródła OZE.

11.10. Program efektywności energetycznej

W dniu 26 lutego 2013 r. Zarząd ENEA S.A. przyjął „Program efektywności energetycznej Grupy Kapitałowej ENEA”. Potrzeba jego opracowania i wdrożenia wynika z konieczności zagwarantowania spójności w działaniach wszystkich podmiotów Grupy ENEA. W ramach przyjętego Programu kreowane są mechanizmy umożliwiające skoordynowane działania podmiotów Grupy na rzecz efektywności energetycznej oraz skuteczne pozyskiwanie świadectw efektywności energetycznej. Program obowiązuje spółki Grupy także do podejmowania szeregu indywidualnych działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej.

11.11. Gwarancje kredytowe i bankowe

W okresie sprawozdawczym ENEA S.A. posiadała dostęp do kredytów w rachunku bieżącym w 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 2013 r. wyniósł 150.000 tys. zł, przy czym na dzień 31 marca 2013 r. Spółka nie posiadała zadłużenia z tego tytułu.

Jednocześnie Spółka posiadała dostęp do środków z kredytu w kwocie 950.000.000 zł (słownie: dziewięćset pięćdziesiąt milionów złotych) udzielonego przez Europejski Bank Inwestycyjny. Na dzień 31 marca 2013 r. ENEA S.A. nie wykorzystwała żadnych środków z wyżej wymienionej umowy kredytu i nie posiadała z tego tytułu zobowiązań.

11.12. Regulacje prawne i taryfy

Osiągane przez nas wyniki z działalności są zależne od szeregu regulacji i decyzji organów regulacyjnych, w szczególności w zakresie kształtowania cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G zużywających energię na potrzeby gospodarstw domowych.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej.

Na naszą sytuację wpływ mają głównie przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w szczególności z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom, których nie jesteśmy w stanie przewidzieć, a które mogą skutkować brakiem spójności przepisów, na podstawie których prowadzimy działalność.

Organem do spraw regulacji sektora energetycznego w Polsce jest Prezes URE. Do kluczowych kompetencji Prezesa URE należy zatwierdzanie taryf i kontrola ich stosowania, a także zwalnianie oraz cofanie zwolnień z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, udzielanie i cofanie koncesji, wyznaczanie podmiotów na operatorów systemów, uzgadnianie planów rozwoju, nakładanie kar pieniężnych oraz kontrola wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków określonych w Prawie Energetycznym. Poza Prezesem URE również inne organy wykonując swoje kompetencje kontrolne i regulacyjne mogą wywierać znaczący wpływ na naszą działalność. Należą do nich w szczególności Prezes UOKiK oraz Komisja Europejska, które posiadają istotne kompetencje w procesie liberalizacji sektora energetycznego oraz w zakresie nadzoru nad jego realizacją. Kompetencje kontrolne i regulacyjne Prezesa URE oraz innych organów umożliwiają im wywieranie znaczącego wpływu na naszą działalność, a w szczególności na wysokość osiąganych przez nas przychodów. Zakres tych kompetencji może ulec w przyszłości zmianie na skutek czego organy te mogą uzyskać dodatkowe uprawnienia w zakresie prowadzonej przez nas działalności. Decyzje podejmowane przez te organy mogą mieć istotny negatywny wpływ na wysokość osiąganych przez nas przychodów.

Taryfy zatwierdzane przez Prezesa URE, które stosujemy w naszej działalności są kalkulowane na podstawie elementów, których wysokość charakteryzuje się dużym stopniem uznaniowości ze strony Prezesa URE.

ENEA S.A. zobowiązana jest do przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf w zakresie sprzedaży energii elektrycznej gospodarstwom domowym przyłączonym do sieci ENEA Operator. Sposób kalkulacji taryf, zgodnie z przepisami prawa, ma zapewniać przedsiębiorstwu energetycznemu: (i) pokrycie planowanych na dany okres taryfowy kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione; oraz (ii) uzyskanie określonej marży przy jednoczesnym zapewnieniu ochrony odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat. Niektóre elementy kalkulacji taryf są wyliczane na podstawie przyjętych przez Prezesa URE modeli ekonomicznych i innych założeń, które nie uwzględniają rzeczywistych kosztów naszej działalności.

W konsekwencji elementy kalkulacji taryfy są przedmiotem, często długotrwałych, uzgodnień z Prezesem URE, które mogą nie doprowadzić do osiągnięcia zakładanych przez nas przychodów, co może negatywnie wpłynąć na poziom uzyskiwanych przez nas marż.

W praktyce taryfy są zatwierdzane najczęściej na okres jednego roku. W przypadku ponoszenia kosztów, które nie zostały uwzględnione w kalkulacji taryfy lub zostały uwzględnione w niższej wysokości, mamy ograniczone możliwości uwzględnienia takich kosztów w taryfie. W praktyce Prezes URE akceptuje korektę taryfy tylko w przypadku znaczącego wzrostu kosztów z przyczyn od nas niezależnych.

Do dnia 31 grudnia 2007 r. działalność ENEA S.A. w zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym była objęta obowiązkiem przedstawiania taryf do zatwierdzenia Prezesowi URE. Na dzień przekazania niniejszego sprawozdania, w wyniku decyzji Prezesa URE z dnia 14 maja 2008 r., jesteśmy zwolnieni z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE taryf dla energii elektrycznej z wyłączeniem taryfy dla odbiorców z grup taryfowych G (gospodarstw domowych) przyłączonych do sieci ENEA Operator, którym ENEA sprzedaje energię na podstawie umów kompleksowych.

W zakresie sprzedaży dla odbiorców z zespołu grup taryfowych G na rok 2012 dnia 19 października 2011 r. Prezes URE wezwał ENEA S.A. do przedłożenia wniosku taryfowego do zatwierdzenia. W odpowiedzi na wezwanie ENEA S.A. w dniu 26 października 2011 r. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o zatwierdzenie „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2012. Postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia „Taryfy dla energii elektrycznej” dla grup taryfowych G na rok 2012 zakończyło się wydaniem Decyzji nr DTA-4211-53(15)/2011/2688/V/BH z dnia 16 grudnia 2011 r., którą Prezes URE zatwierdził Taryfę dla grup taryfowych G na okres do 31 grudnia 2012 r. Taryfa ta, zgodnie z Uchwałą Zarządu ENEA S.A. nr 761/2011 z dnia 20 grudnia 2011 r., zaczęła obowiązywać od dnia 1 stycznia 2012 r. W dniu 20 grudnia 2012 r. Decyzją nr DTA-4211-99(2)/2012/2688/V/BH Prezes URE przedłużył do dnia 30 czerwca 2013 r. okres obowiązywania „Taryfy dla energii elektrycznej” zatwierdzonej Decyzją nr DTA-4211-53(15)/2011/2688/V/BH z dnia 16 grudnia 2011 r.

W zakresie sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom innym niż gospodarstwa domowe (zespoły grup taryfowych A, B i C) od 1 sierpnia 2011 r. do 29 lutego 2012 r. obowiązywała „Taryfa dla energii elektrycznej” dla zespołów grup taryfowych A, B i C wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA nr 383/2011 z dnia 14 czerwca 2011 r. Od dnia 1 marca 2012 r. obowiązuje „Taryfa dla energii elektrycznej” dla zespołów grup taryfowych A, B i C wprowadzona Uchwałą Zarządu ENEA nr 44/2012 z dnia 24 stycznia 2012 r.

11.13. Liberalizacja rynku

W związku z liberalizacją rynku energii elektrycznej i narastającą konkurencją w tym sektorze, ENEA S.A. jest narażona na ryzyko utraty klientów w zakresie sprzedaży energii elektrycznej. Od dnia 1 lipca 2007 r. wszyscy odbiorcy energii elektrycznej są uprawnieni do wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. W związku z tym istnieje ryzyko, że inne przedsiębiorstwa energetyczne zaoferują naszym klientom warunki korzystniejsze i w efekcie przejmą naszych klientów, co może doprowadzić do spadku naszych przychodów. Jednakże, nawet w przypadku wyboru przez naszych dotychczasowych klientów innego sprzedawcy energii elektrycznej, nasza Grupa będzie w dalszym ciągu uzyskiwać przychody z tytułu dystrybucji energii do klientów przyłączonych do naszej sieci dystrybucyjnej.

Rok 2012 na rynku energii pokazał, że dynamicznie rośnie świadomość możliwości zmiany sprzedawcy nie tylko wśród klientów biznesowych, ale również w przypadku gospodarstw domowych. Działania Prezesa URE zmierzające do aktywizacji odbiorców energii przynoszą coraz większy skutek. Do pełnej liberalizacji rynku brakuje tylko uwolnienia cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Według danych URE w 2012 r. 141.797 odbiorców zmieniło sprzedawcę energii

elektrycznej (dynamika wzrostu na poziomie 293% w ujęciu r/r), w tym 65.327 klientów komercyjnych (200% wzrost w ujęciu r/r) i 76.470 gospodarstwach domowych (433% wzrost w ujęciu r/r).

ENEA S.A. jest aktywnym uczestnikiem rynku konkurencyjnego, podejmując działania zmierzające do sprzedaży energii klientom przyłączonym do sieci innych operatorów niż ENEA Operator. W I kwartale 2013 r. sprzedaliśmy takim klientom około 447 GWh .

11.14. 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 (ENEA Wytwarzanie), 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.

Podstawowe terminy rozliczeń z tytułu KDT przedstawiają 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.

Szczegółowe informacje nt. zaliczek, rozliczeń oraz postępowań związanych z kosztami osieroconymi, jakie miały miejsce w latach 2008 – 2012 zamieszczone zostały w raportach rocznych odpowiednio ENEA S.A. i Grupy Kapitałowej ENEA za lata ubiegłe.

W I kwartale 2013 r. przychody z tytułu rekompensat za 2013 r. nie zostały rozpoznane.

Na dzień 15 marca 2013 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie wyznaczył termin rozprawy apelacyjnej w sprawie korekty rocznej kosztów osieroconych za rok 2008. Rozprawa ta została odwołana.

Dnia 10 kwietnia 2013 r. odbyła się przed Sądem Apelacyjnym w Warszawie rozprawa w sprawie ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych dla ENEA Wytwarzanie S.A. za 2009 r. Uwzględniając częściowo apelację Prezesa URE od wyroku SOKiK z 27 czerwca 2012 r., Sąd Apelacyjny zmienił zaskarżony wyrok w ten sposób, że ustalił kwotę korekty rocznej w kwocie dodatniej 16.544 tys. zł, tj. w kwocie o 964 tys. zł wyższej, aniżeli kwota ustalona w decyzji Prezesa URE (kwota 964 tys. zł do wypłaty przez Zarządcę Rozliczeń na rzecz ENEA Wytwarzanie z uwagi na okoliczność, że wyrok jest prawomocny). Sąd Apelacyjny nie uznał jednak zasadniczej części kwoty korekty rocznej wskazanej w wyroku Sądu Okręgowego.

Zgodnie z informacją z dnia 13 maja 2013 r. od Zarządcy Rozliczeń kwota zasądzonej korekty Decyzji Prezesa URE zostanie przez Zarządcę Rozliczeń wypłacona Spółce.

Spółka będzie występować ze skargą kasacyjną od wyroku z dnia 10 kwietnia 2013 r.

Terminy rozpraw w sprawie korekt rocznych za lata 2010 oraz 2011 nie zostały jeszcze wyznaczone.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania nieznanne są prawomocne wyroki w sprawach korekt rocznych za lata 2008-2011 (za wyjątkiem korekty rocznej za 2009 r.). 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.

11.15. Transport węgla

Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym dla dostaw węgla kamiennego do ENEA Wytwarzanie w I kwartale 2013 r. był transport kolejowy. 100% dostaw tego surowca do ENEA Wytwarzanie było realizowane przez przewoźnika PKP Cargo S.A., największego przewoźnika kolejowego w Polsce, z którym zostały zawarte umowy na przewóz węgla do ENEA Wytwarzanie z kopalń spółek: Lubelski Węgiel „Bogdanka” S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A., Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. w wyniku przeprowadzonego postępowania publicznego w trybie nieograniczonym.

11.16. Spory zbiorowe

ENEA S.A. jest stroną sporu zbiorowego, który został wszczęty 7 września 2009 r. i dotyczy planowanego procesu prywatyzacji Spółki i wpływu potencjalnej zmiany akcjonariusza Spółki na sytuację jej pracowników.

11.17. Zmiany osobowe w organach ENEA S.A.

W dniu 11 marca 2013 r. Rada Nadzorcza odwołała dotychczasowych Członków Zarządu i dokonała powołania pana Krzysztofa Zamasza na stanowisko Prezesa Zarządu ENEA S.A., pana Grzegorza Kinelskiego na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Handlowych oraz pana Pawła Orlofa na stanowisko Członka Zarządu ENEA S.A. ds. Korporacyjnych.

Ponadto w dniu 9 kwietnia 2013 r. Rada Nadzorcza powołała panią Dalidę Gepfert na stanowisko Członka Zarządu ds. Finansowych, która rozpoczęła piastowanie funkcji od dnia 23 kwietnia 2013 r.

W dniu 27 marca 2013 r. pan Graham Wood złożył rezygnację z funkcji Członka Rady Nadzorczej, która nastąpiła z dniem 24 kwietnia 2013 r., tj. dniem odbycia Zwyczajnego Zgromadzenia ENEA S.A. Jednocześnie w dniu 24 kwietnia 2013 r. rezygnację z pełnionej funkcji ze skutkiem na dzień 24 kwietnia 2013 r. złożyła p. Małgorzata Aniołek. W to miejsce Zwyczajne Walne Zgromadzenie ENEA S.A. powołało panią Małgorzatę Niezgodę oraz pana Torbjörn Wahlborg.

Szczegółowe informacje nt. zmian w składzie organów ENEA S.A. Spółka publikuje w trybie raportów bieżących.

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

12.1. Czynniki związane z działalnością gospodarczą

Czynniki ryzyka związane z prowadzeniem działalności gospodarczej w Polsce

Wyniki naszej działalności, jak również sytuacja finansowa oraz nasze perspektywy rozwoju zależą od wielu czynników, na które wpływ wywierają zarówno stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna. Powyższe czynniki obejmują, między innymi, wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystykę demograficzną populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu. Wszelkie przyszłe niekorzystne zmiany jednego lub kilku z powyższych czynników, w szczególności pogorszenie stanu polskiej gospodarki, mogą mieć negatywny wpływ na wyniki i sytuację finansową naszej Grupy.

Ponadto, na naszą działalność, jako podmiotu sektora elektroenergetycznego uznanego za strategiczny, wpływ mogą mieć decyzje o charakterze politycznym. Chodzi tu głównie o kierunki polityki energetycznej kraju oraz decyzje strukturalne i własnościowe dotyczące przedsiębiorstw energetycznych kontrolowanych przez Skarb Państwa. Czynniki te mogą mieć istotny i negatywny wpływ na przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i świadczenia usług dystrybucji, w szczególności w odniesieniu do odbiorców indywidualnych.

Otoczenie prawno-regulacyjne, w którym prowadzimy działalność podlega zmianom

Nasza Grupa jest narażona na ryzyko zmian otoczenia prawno-regulacyjnego. Otoczenie prawno-regulacyjne w Polsce, a w szczególności prawo dotyczące sektora energetycznego podlega zmianom. W konsekwencji regulacje prawne nie są interpretowane przez sądy oraz instytucje administracji publicznej w sposób jednolity.

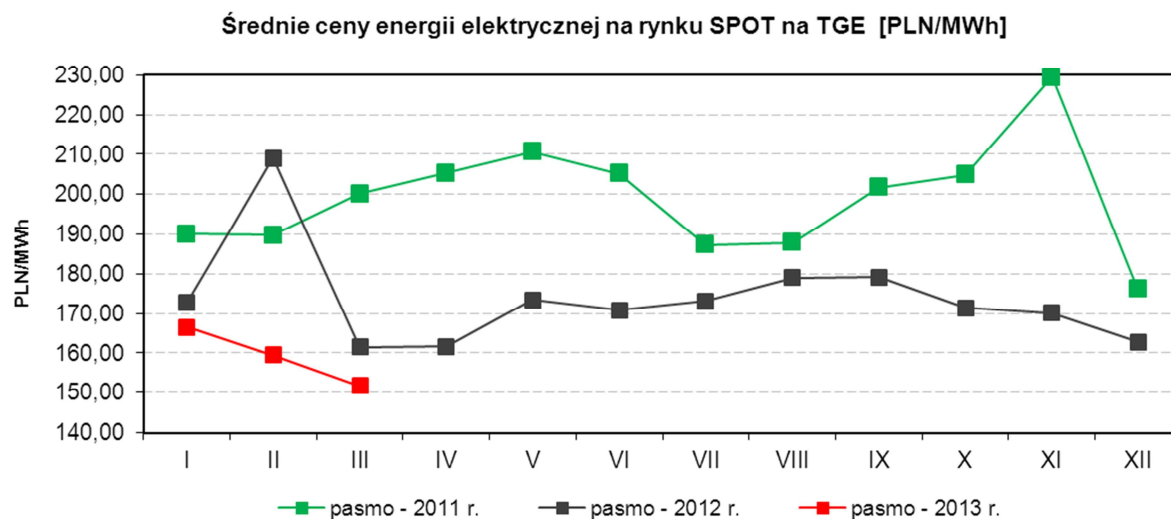
Dodatkowo brak jest wypracowanej, jednolitej interpretacji prawa w zakresie funkcjonowania sektora energetycznego. W związku z powyższym istnieje duża niepewność, co do sposobu rozwiązania kwestii dotyczących naszej działalności w przypadku, gdyby stały się one przedmiotem postępowania sądowego. Dlatego też istnieje ryzyko niespodziewanych i niekorzystnych rozstrzygnięć, które mogłyby mieć negatywny wpływ na naszą działalność, wyniki finansowe, sytuację finansową lub perspektywy rozwoju.

Działalność Grupy pozostaje również pod silnym wpływem zmian w zakresie prawa podatkowego. System podatkowy w Polsce podlega dynamicznym zmianom, wynikającym z potrzeby dostosowania tych regulacji do wymogów wynikających z prawa Unii Europejskiej. Rodzaj i zakres takich zmian, a także trudności interpretacyjne związane ze stosowaniem prawa podatkowego utrudniają zarówno codzienną działalność, jak i właściwe planowanie podatkowe. Praktyka organów skarbowych, jak i orzecznictwo sądowe w tej dziedzinie nie są jednolite. Przyjęcie przez organy podatkowe odmiennej niż nasza interpretacji przepisów podatkowych może mieć negatywny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

12.2. Ceny hurtowe energii elektrycznej

W I kwartale 2013 r. ceny energii elektrycznej na rynku bieżącym kształtowały się znacznie poniżej cen w analogicznym okresie roku poprzedniego, jak również 2011 r. W I kwartale 2013 r. średnia cena energii w paśmie wyniosła 159,24 PLN/MWh i była o 21,28 PLN/MWh (11,8%) niższa niż w I kwartale 2012 r. Najwyższe ceny odnotowano w styczniu, który jednocześnie był najzimniejszym z tych trzech

miesiący (temperatury powietrza dochodziły do -16°C) i miesiącem o najwyższym zapotrzebowaniu na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Najniższe ceny odnotowano w marcu, mimo iż był on miesiącem o wyjątkowo długo utrzymujących się niskich temperaturach powietrza i stosunkowo wysokim zapotrzebowaniu na moc w KSE. Informacje o średnim poziomie cen w paśmie w kolejnych miesiącach roku przedstawiono na poniższym wykresie.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE.

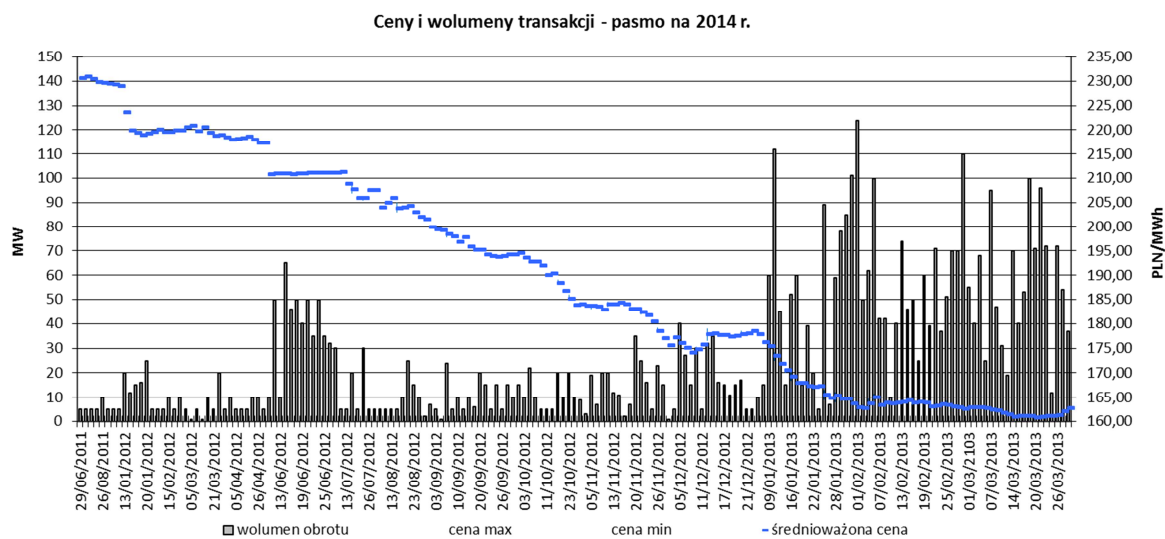
Na rynku terminowym w I kwartale 2013 r. kontynuowane były spadki. Cena najbardziej płynnego produktu, pasmo z dostawą w 2014 r. (BASE Y-14), zanotowała spadek z poziomu 178,00 PLN/MWh na początku roku do 162,50 PLN/MWh na koniec marca br. (minimalna cena transakcyjna na tym produkcie, odnotowana 22 marca 2013 r., wyniosła 160,80 PLN/MWh). Średnia ważona wolumenem cena tego produktu wyznaczona dla okresu notowań od stycznia do marca br. wyniosła 164,22 PLN/MWh. Dla porównania cena zamknięcia dla analogicznego produktu, ale z dostawą w 2013 r. (tj. BASE Y-13) wyniosła 169,50 PLN/MWh, co oznacza, że na koniec marca br. cena BASE Y-14 była o 7,00 PLN/MWh (4,1%) niższa. Warto zwrócić uwagę na stosunkowo wysokie wolumeny obrotu tym produktem – łącznie zawarto transakcje na prawie 3.100 MW (ponad 27 TWh) – trzy razy większy wolumen niż w analogicznym okresie roku poprzedniego na wspomnianym wcześniej produkcie BASE Y-13. Świadczyć to może o tym, iż aktualny poziom cen jest uznawany za atrakcyjny i stymuluje odbiorców na rynku detalicznym do zawierania kontraktów, co z kolei skutkuje dalej wysokim obrotem na rynku hurtowym.

Analiza techniczna dla produktu BASE Y-14 przez prawie cały I kwartał 2013 r. wskazywała trend spadkowy, dopiero pod koniec marca br. przy poziomie 161,00 PLN/MWh widoczne było wyhamowanie i próba zmiany trendu na wzrostowy.

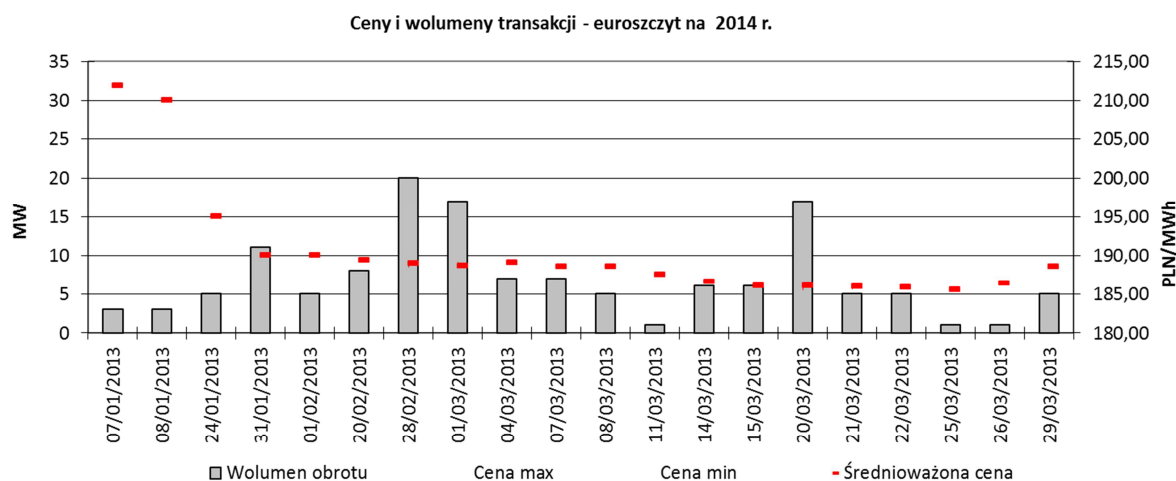
W styczniu 2013 r. odnotowano pierwsze transakcje na produkcie euroszczyt z dostawą w 2014 r. (PEAK5 Y-14). W pierwszych trzech miesiącach roku jego wycena spadła z poziomu 211,86 PLN/MWh na początku stycznia do 188,50 PLN/MWh na koniec marca. Na koniec analizowanego okresu br. również i ten produkt okazał się znacznie tańszy niż analogiczny produkt z dostawą w 2013 r. (tj. PEAK5 Y-13), który w ostatniej transakcji w grudniu 2012 r. wyceniony został na poziomie 199,45 PLN/MWh. Wolumen obrotu produktem PEAK Y-14 był w porównaniu do BASE Y-14 stosunkowo niski (138 MW), co jednak można uznać za pewną analogię względem roku ubiegłego.

W I kwartale 2013 r. kontynuowane były także spadki na produkcie pasmo z dostawą w 2015 r. (BASE Y-15). W okresie od początku stycznia do końca marca br. cena tego produktu spadła o 16,00 PLN/MWh (8,8%) z poziomu 181,50 PLN/MWh do 165,50 PLN/MWh. Wolumen obrotu w pierwszych trzech miesiącach roku był o ponad 2 razy wyższy niż wolumen zawartych transakcji

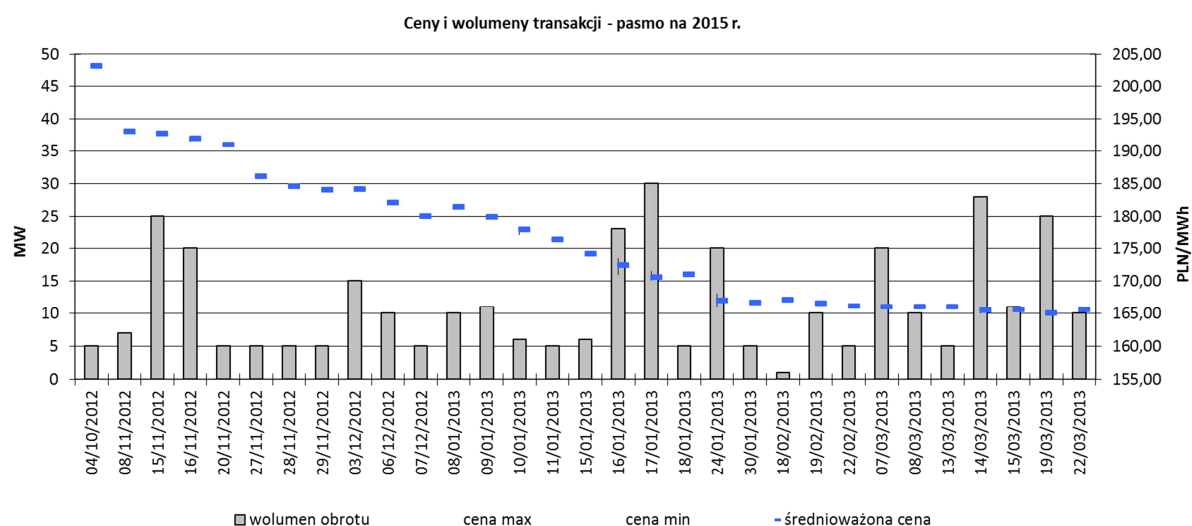
w roku poprzednim. Spread pomiędzy produktami BASE Y-15 oraz BASE Y-14 wyniósł średnio 3,53 PLN/MWh. Szczegółowe dane przedstawiono na poniższych wykresach.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, GPW POEE, TFS.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, GPW POEE, TFS.



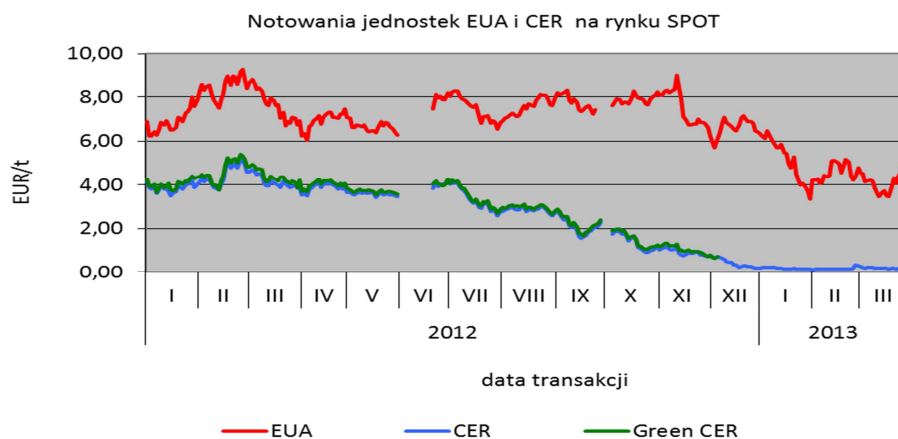
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, TFS.

Tak znaczące spadki cen energii na rynku wynikały, podobnie jak w 2012 r., z jednej strony z napływających systematycznie informacji o spadającym tempie rozwoju gospodarczego, coraz słabszych prognozach na kolejne dwa lata oraz braku znacznego wzrostu krajowego zużycia energii elektrycznej, jak również z drugiej strony z utrzymujących się niskich poziomów cen uprawnień do emisji CO₂ EUA. To właśnie wahania cen EUA były czynnikiem, który w znacznym stopniu wpływał na dobowe zmiany cen energii elektrycznej na rynku terminowym w analizowanym okresie, szczególnie w przypadku płynnego instrumentu BASE Y-14.

Odnotowywane niskie ceny energii mogą być bodźcem dla utrzymania konkurencyjności polskich przedsiębiorstw i zachęcać klientów detalicznych do zawierania kontraktów na kolejne lata. Natomiast należy mieć na uwadze, że poziom cen powinien jednak w dłuższym horyzoncie czasowym zapewniać utrzymanie należącego poziomu nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwarzania, w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

12.3. Limity uprawnień do emisji dwutlenku węgla i ich ceny rynkowe

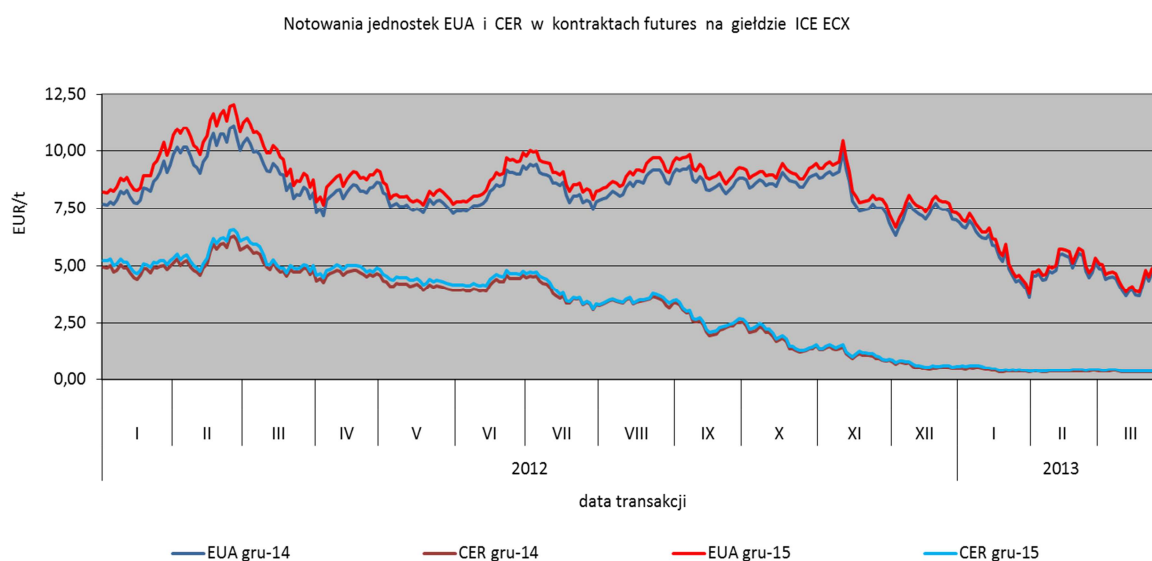
Średnia cena jednostki EUA na rynku bieżącym w I kwartale 2013 r. wyniosła 4,64 EUR/t i była o 3,01 EUR/t (39,3%) niższa od średniej ceny analogicznego okresu z roku 2012 oraz o 1,79 EUR/t niższa od ostatniej ceny w grudniu 2012 r. W przypadku jednostek CER średnia cena wyniosła 0,16 EUR/t (spadek o 3,99 EUR/t, tj. 96,1% w porównaniu do średniej ceny z I kwartału 2012 r.; spadek o 0,02 EUR/t w porównaniu do ostatniej ceny z grudnia 2012 roku). Szczegółowe informacje o dziennych notowaniach zamieszczono na poniższym wykresie.



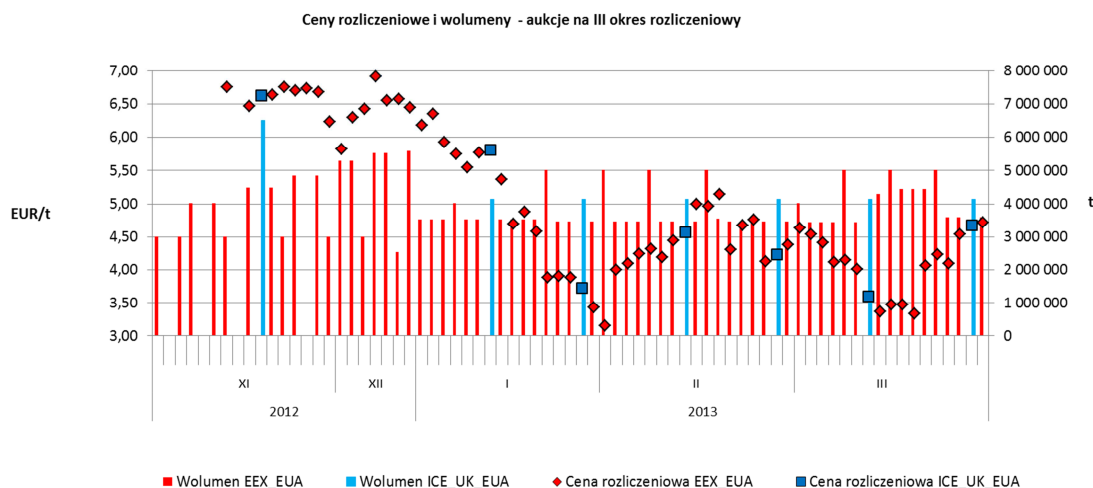
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z BlueNext oraz ICE.

Na rynku terminowym średnie ceny EUA i CER również były znacznie niższe niż w I kwartale 2012 r. W przypadku EUA z dostawą w grudniu 2014 r. średnia cena kwartał do kwartału spadła o 4,18 EUR/t (45,6%) z 9,17 EUR/t (średnia w I kwartale 2012 r.) do 4,99 EUR/t (średnia w I kwartale 2013 r.) oraz w porównaniu do ostatniej ceny rozliczeniowej z grudnia 2012 r. o 1,99 EUR/t. Średnia cena CER z dostawą w grudniu 2014 r. spadła w porównywanym okresie o 4,71 EUR/t (92,2%) z 5,11 EUR/t (średnia w I kwartale 2012 r.) do 0,40 EUR/t (średnia w I kwartale 2013 r.) oraz w porównaniu do ostatniej ceny rozliczeniowej z grudnia 2012 r. o 0,09 EUR/t.

Ceny produktów z dostawą w grudniu 2015 r. wykazały podobne zmiany. W przypadku EUA z dostawą w grudniu 2015 r. średnia cena kwartał do kwartału spadła o 4,70 EUR/t (47,4%) z 9,92 EUR/t (średnia w I kwartale 2012 r.) do 5,21 EUR/t (średnia I kwartale 2013 r.) oraz w porównaniu do ostatniej ceny rozliczeniowej z grudnia 2012 r. o 2,10 EUR/t. Średnia cena CER z dostawą w grudniu 2015 r. spadła w porównywanym okresie o 4,89 EUR/t (91,6%) z 5,34 EUR/t (średnia w I kwartale 2012 r.) do 0,45 EUR/t (średnia w I kwartale 2013 r.) oraz w porównaniu do ostatniej ceny rozliczeniowej z grudnia 2012 r. o 0,16 EUR/t. Średnio produkty z dostawą w grudniu 2015 r. były droższe niż z dostawą w grudniu 2014 r. o – 0,22 EUR/t w przypadku EUA oraz 0,05 EUR/t w przypadku CER. Szczegółowe dane o dziennych notowaniach na rynku terminowym zamieszczono na poniższym wykresie.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z ICE.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z EEX i ICE.

Oprócz notowań na rynku bieżącym oraz terminowym, istotną rolę zaczęły odgrywać notowania w ramach aukcji. Na platformie EEX w ramach aukcji sprzedano w I kwartale 2013 r. 169,45 mln jednostek w cenach między 3,15 EUR/t (1 lutego 2013 r.) a 6,35 EUR/t (8 stycznia 2013 r.). W tym samym okresie przez brytyjskie aukcje sprzedano kolejne 24,8 mln jednostek EUA. Organizowane prawie codziennie aukcje, podczas których było sprzedawane od 3,5 do 5,0 mln uprawnień EUA są znaczącym czynnikiem wpływającym na kształtowanie się cen EUA na rynku wtórnym. Warto zauważyć, że cena na aukcjach w większości przypadków była niższa niż na rynku SPOT (66% przypadków). Brak rozwiązań problemu nadwyżki uprawnień na europejskim rynku CO₂ w połączeniu z systematyczną podażą uprawnień sprzedawanych poprzez aukcje skutecznie obniżał ich wartość. Od dłuższego czasu cena jednostek EUA była silnie związana z politycznymi decyzjami ze strony Komisji Europejskiej. Ceny EUA reagowały głównie na pojawiające się na rynku informacje o nadpodaży uprawnień i planowanych terminach głosowań w instytucjach Unii Europejskiej, czy też działaniach Komisji Europejskiej lub decyzjach poszczególnych krajów członkowskich Unii Europejskiej mogących mieć wpływ na kształt systemu EU ETS, takich jak „backloading”. Komisja Europejska zaproponowała, by w latach 2013-2015 zmniejszyć liczbę sprzedawanych pozwoleń na emisję dwutlenku węgla na unijnym rynku ETS o 900 mln, by o tyle samo zwiększyć ją w kolejnych latach do 2020 r. 16 kwietnia 2013 r. Parlament Europejski odrzucił odroczenie aukcji.

Aktywa wytwórcze	Emisja CO ₂ w I kwartale 2013 r.	Przydział średnioroczny wg KPRU na 2013 r.
ENEA Wytwarzanie	2 613 662	Brak informacji
Elektrociepłownia Białystok	128 300	Brak informacji
MEC Piła	38 771	Brak informacji
PEC Oborniki	Nie uczestniczy w handlu emisjami	Nie dotyczy

12.4. Obowiązki w zakresie uzyskiwania świadectw pochodzenia energii

Zgodnie z obowiązującymi przepisami przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2012 r. obowiązane były do uzyskania i umorzenia następujących rodzajów świadectw pochodzenia:

- dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach, tzw. świadectwa „zielone” – obowiązek na poziomie 10,4% sprzedaży odbiorcom końcowym,

- dla energii wytworzonej w kogeneracji, dla jednostki kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tzw. świadectwa „żółte” – obowiązek na poziomie 3,5% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, o której mowa w art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tzw. świadectwa „fioletowe” – obowiązek na poziomie 0,6% sprzedaży odbiorcom końcowym,
- dla energii wytworzonej w kogeneracji w źródłach innych niż wymienione w pkt. 2 i 3, tzw. świadectwa „czerwone” – obowiązek na poziomie 23,2% sprzedaży odbiorcom końcowym, lub uiszczenia opłaty zastępczej,

W pierwszym kwartale 2013 r., pomimo zapowiedzi, nie zostały przyjęte regulacje prawne przedłużające system wsparcia dla świadectw „czerwonych” i „żółtych”. W skutek tego z początkiem 2013 roku obowiązek dla przedsiębiorstw energetycznych sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym w 2013 r. został ograniczony do świadectw „zielonych” oraz „fioletowych” oraz wszedł w życie nowy obowiązek dotyczący świadectw efektywności energetycznej – tzw. świadectw „białych”. Poziom obowiązkowi w zakresie świadectw „zielonych” zwiększył się do 12,0%, a dla świadectw „fioletowych” do 0,9%.

Świadectwa „białe” są potwierdzeniem deklarowanej oszczędności energii wynikającej z przedsięwzięcia lub przedsięwzięć tego samego rodzaju służących poprawie efektywności energetycznej. Mają być wydawane w ramach przetargów za zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych, zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych i zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyłce lub dystrybucji¹. Obowiązek ich zakupu i umarzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej spoczywa m.in. na przedsiębiorstwie energetycznym sprzedającym energię elektryczną odbiorcom końcowym, zgodnie z art. 12 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej.

Ilość energii pierwotnej odpowiadającej wartości świadectwa, które jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia przedsiębiorstwo energetyczne, oblicza się wg poniższego wzoru:

$$E_{p^2}^n = \frac{u^n * P^n}{100\% * O_{zj}}$$

gdzie:

u^n - to wskaźnik procentowy na dany rok (n) powstania obowiązku, o którym mowa w art. 12 ust.1 ustawy, zwany dalej „rokiem rozliczeniowym” [%]. Dla 2013 roku wynosi on 1,0%,

P^n – to kwota przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego odbiorcom końcowym osiągniętego za rok rozliczeniowy przez dane przedsiębiorstwo energetyczne pomniejszonego o kwoty i koszty, o których mowa w art. 12 ust. 4 ustawy [zł],

O_{zj} - wysokość jednostkowej opłaty zastępczej [zł/toe]. Opłata ta wynosi obecnie 1000,00 PLN/toe.

W dniu 31 grudnia 2012 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ogłosił pierwszy przetarg na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej („białe” świadectwa)². Do końca pierwszego kwartału 2013 r. Prezes URE

¹ Ogłoszenie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 1/2012 w sprawie przetargu na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej.

<http://bip.ure.gov.pl/download/3/3356/S60BW112123115320.pdf> (10.04.2013 r.)

²

http://www.ure.gov.pl/portal/pl/424/5057/Prezes_URE_oglosil_pierwszy_przetarg_na_wybor_przedsiwziecie_za_ktore_mozna_uzysk.html

nie ogłosił wyników przetargu, opublikował natomiast informację o ilości ofert, które wpłynęły – było ich ponad 200³. Również do końca pierwszego kwartału 2013 r. świadectwa „białe” nie były notowane na rynku sesyjnym Towarowej Giełdzie Energii S.A. (TGE S.A.).

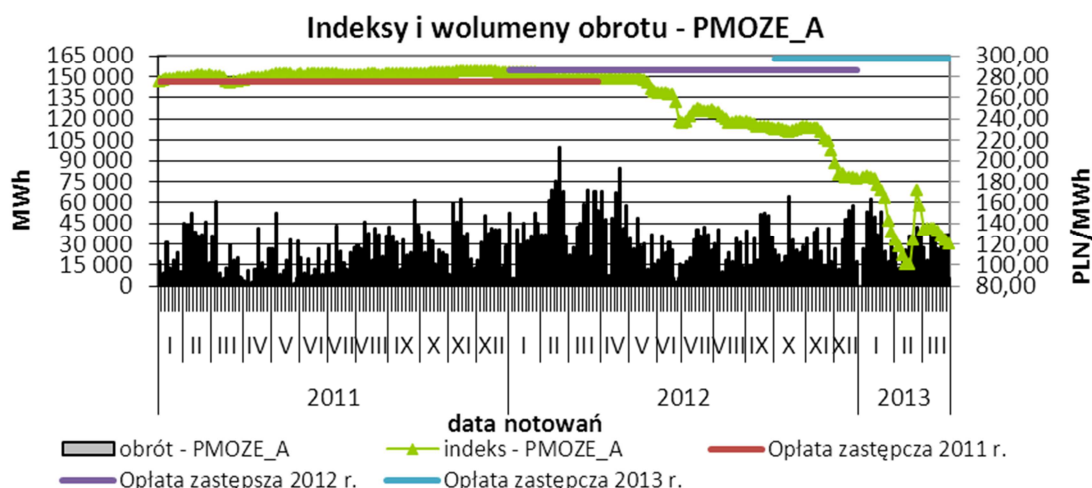
W pierwszych latach notowań świadectw pochodzenia na TGE S.A. ich ceny, z uwagi na nadwyżkę popytu nad podażą, kształtowały się w taki sposób, że co do zasady uwzględniały dyskonto związane z wartością pieniądza w czasie i dążyły do poziomu jednostkowej opłaty zastępczej. W przypadku świadectw „zielonych” dodatkowo brana pod uwagę była korzyść związana z umniejszeniem podstawy podatku akcyzowego w przypadku realizacji ustawowego obowiązku przez umorzenie świadectw pochodzenia (w kwocie 20,00 PLN/MWh). W I kwartale 2013 r., jak również w 2012 r., a w przypadku świadectw „czerwonych” nawet od 2011 r., trend cenowy produktów, jako wynik wspomnianego wcześniej braku rozstrzygnięć prawnych, tym zakresie był inny. Szczegółowe informacje o poziomach indeksów cenowych dla poszczególnych typów świadectw pochodzenia wraz z wolumenem obrotu przedstawiono na poniższych wykresach.

W przypadku świadectw „zielonych” w pierwszych miesiącach 2013 r., kontynuowany był trend spadkowy zapoczątkowany w 2012 r. W lutym br. po informacji płynącej z Ministerstwa Gospodarki o rozważaniu uruchomienia mechanizmu interwencji na rynku „zielonych” certyfikatów nastąpił gwałtowny wzrost ich cen transakcyjnych z poziomu 97,00 PLN/MWh do 187,50 PLN/MWh. Następnie z powodu braku dalszych konkretnych informacji, co do konstrukcji systemu interwencji, świadectwa „zielone” powróciły to trendu spadkowego. W I kwartale 2013 r., indeks giełdowy (PMOZE_A) spadł z poziomu 183,03 PLN/MWh na początku stycznia do 120,34 PLN/MWh podczas ostatniej sesji w marcu br. Zasadniczo na taki trend cenowy wpływ miały dwa czynniki: nadpodaż tego typu praw na rynku oraz niepewność regulacyjna związana z projektowanymi zmianami aktów prawnych kształtujących nowy system wsparcia dla energetyki odnawialnej, a także z odsuwaniem w czasie przyjęcia ostatecznych rozwiązań. Na koniec lutego 2013 r., wg danych zawartych w Raporcie Miesięcznym TGE S.A., liczba zapisanych i nieumorzonych świadectw w rejestrze wyniosła ok. 11,0 TWh.

Jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw „zielonych” została zwiększona z poziomu 286,74 PLN/MWh dla roku 2012 r., do poziomu 297,35 PLN/MWh dla roku 2013 r.

Odnotowywane nadal niskie poziomy cen świadectw pochodzenia dla energii wytworzonej w odnawialnych źródłach mogą znaleźć odzwierciedlenie w niższym obciążeniu kosztowym finalnych odbiorców energii, natomiast należy mieć na uwadze, że system wsparcia powinien zapewniać utrzymanie należnego poziomu zwrotu z nakładów inwestycyjnych w sektorze OZE, w celu zapewnienia realizacji wymaganego udziału energii z OZE w „miksie” energetycznym w horyzoncie długoterminowym.

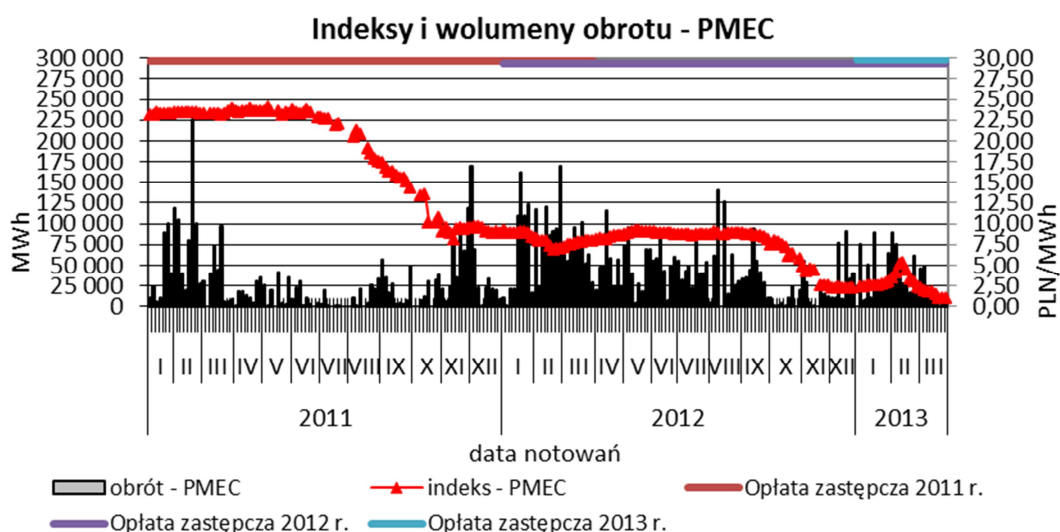
³ http://www.ure.gov.pl/portals/pl/424/5135/Otwarto_oferty_w_pierwszym_przetargu_na_wybor_przedstawiciel_sluzacych_poprawie_e.html



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, poziomy jednostkowych opłat zastępczych wg informacji Prezesa URE.

Znaczne spadki cen miały również miejsce na rynku świadectw „czerwonych”. Zapoczątkowana w 2011 r. przecena kontynuowana była w roku 2012 i w pierwszym kwartale 2013 roku. Podobnie, jak w przypadku świadectw „zielonych”, na taki trend cenowy wpływ miała nadpodaż tego typu praw na rynku, a dodatkowo fakt, iż zgodnie z obowiązującymi przepisami rok 2012 był ostatnim rokiem realizacji obowiązku umarzania tych praw. Zgodnie z informacjami publikowanymi w Raporcie Miesięcznym TGE S.A. ilość nieumorzonych świadectw „czerwonych” na koniec lutego br. wyniosła ok. 31,0 TWh. Indeks giełdowy (PMEC) zmniejszył się w I kwartale o 1,42 PLN/MWh z poziomu 2,38 PLN/MWh na początku stycznia do 0,96 PLN/MWh na koniec marca 2013 r.

Pomimo braku przyjęcia aktów prawnych wydłużających ten obowiązek Prezes URE ogłosił jednostkową opłatę zastępczą na 2013 rok – w wysokości 29,84 PLN/MWh⁴.

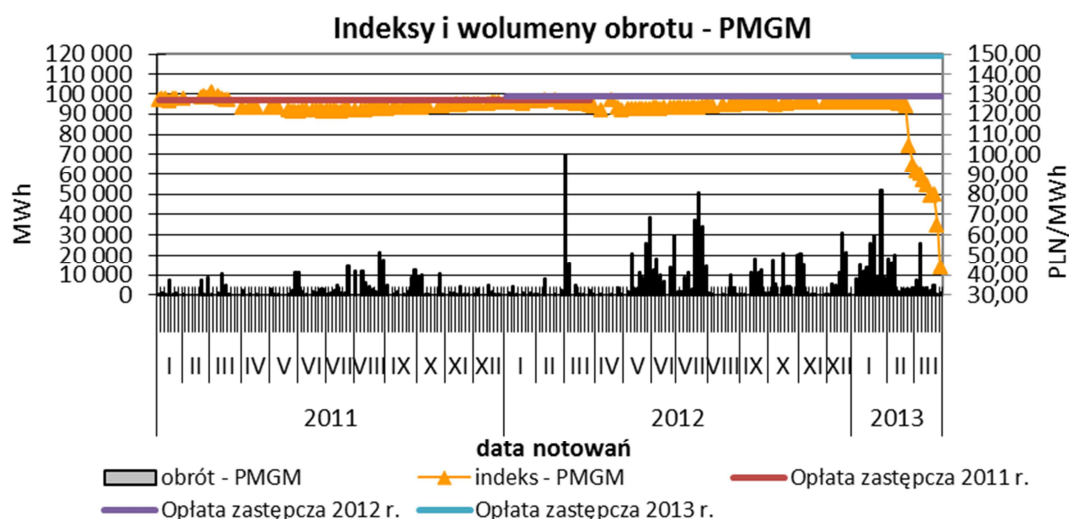


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, poziomy jednostkowych opłat zastępczych wg informacji Prezesa URE.

⁴ Informacja Prezesa URE (nr 15/2012) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2013 roku, Warszawa, dn. 29 maja 2012 r.

Indeks cenowy dla świadectw „żółtych” (PMGM) również odnotował spadki w I kwartale br. Im bliżej końca marca 2013 r., i możliwości kontraktacji w celu realizacji obowiązku za 2012 r., tym ceny świadectw „żółtych” gwałtowniej spadały. Na taki obraz świadectw „żółtych” podobnie jak w przypadku świadectw „czerwonych” wpływała nadpodaż tego typu praw na rynku oraz brak regulacji prawnych przedłużających system wsparcia dla kogeneracji w zakresie tych świadectw. Indeks giełdowy (PMGM) na początku stycznia 2013 r. wyniósł 125,55 PLN/MWh, natomiast na koniec I kwartału był notowany po 43,73 PLN/MWh, czyli o 81,82 PLN/MWh niżej.

Pomimo braku przyjęcia aktów prawnych wydłużających obowiązek umarzania PM „żółtych” Prezes URE ogłosił jednostkową opłatę zastępczą na 2013 r. – w wysokości 149,30 PLN/MWh⁵.

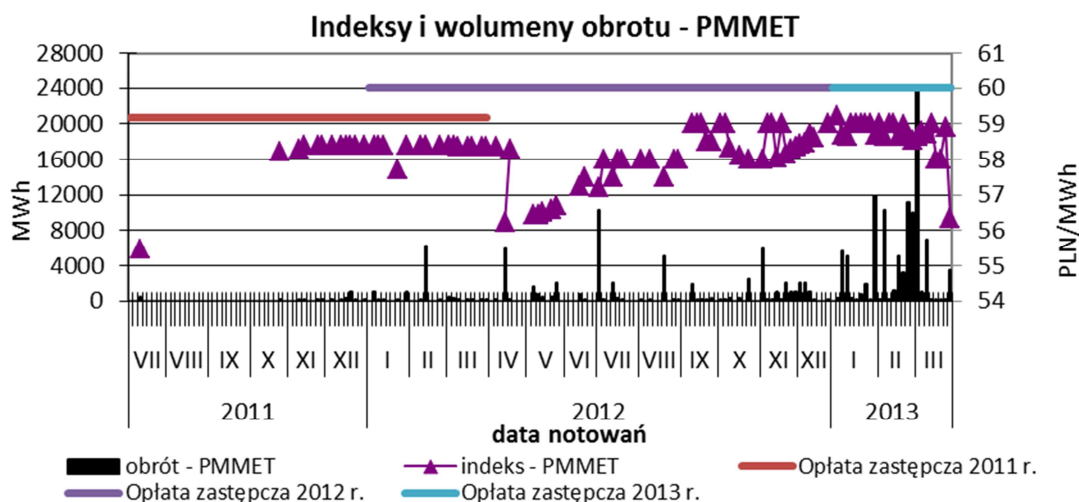


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, poziomych jednostkowych opłat zastępczych wg informacji Prezesa URE.

Najniższą wartościową zmiennością cen w I kwartale 2013 r. charakteryzowały się świadectwa „fioletowe”, dla których różnica między indeksem minimalnym i maksymalnym wyniosła niecałe 3,00 PLN/MWh, a wolumen obrotu na rynku sesyjnym TGE był, w porównaniu do pozostałych typów świadectw, znacznie niższy. Wartość indeksu (PMMET) na koniec marca 2013 r. wyniosła 56,32 PLN/MWh i była o 3,68 PLN/MWh niższa od jednostkowej opłaty zastępczej na 2013 r. Warto jednocześnie zaznaczyć, iż w przeciwieństwie do świadectw „czerwonych” i „żółtych” obowiązek umarzania świadectw „fioletowych” jest kontynuowany w 2013 r.

Jednostkowa opłata zastępcza dla świadectw „fioletowych” dla roku 2013 r., pozostała na niezmiennym poziomie względem 2012 r., czyli 60,00 PLN/MWh.

⁵ Informacja Prezesa URE (nr 15/2012) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2013 roku, Warszawa, dn. 29 maja 2012 r.



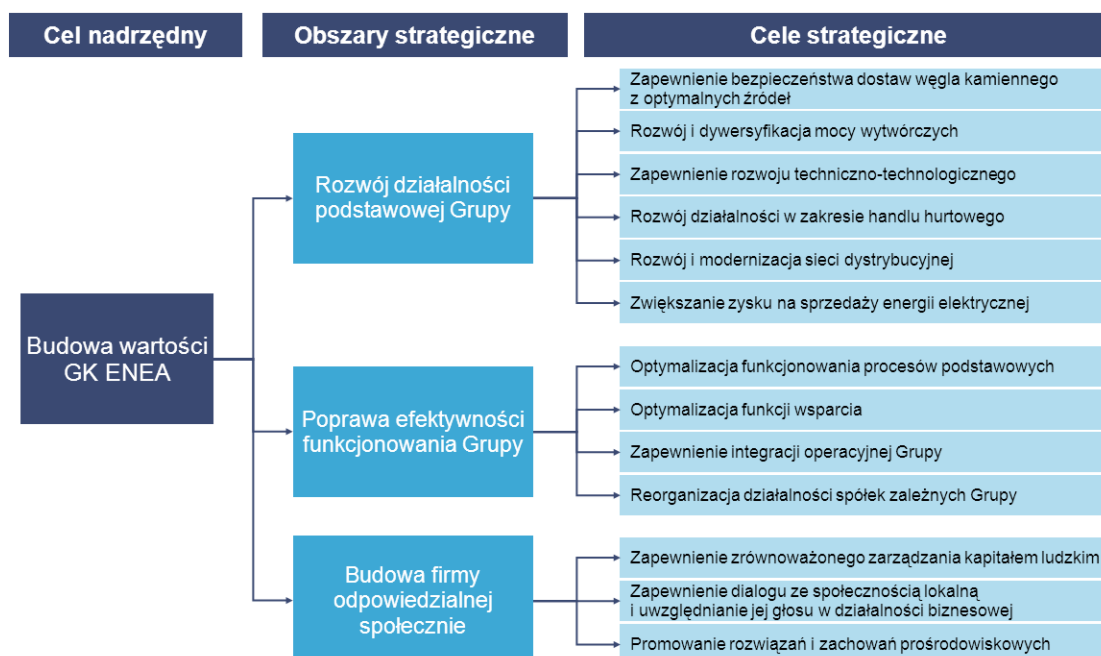
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z TGE, poziomy jednostkowych opłat zastępczych wg informacji Prezesa URE.

12.5. Realizacja strategii rozwoju Grupy Kapitałowej ENEA

Jednym z podstawowych czynników istotnych dla rozwoju Grupy Kapitałowej jest realizacja strategii Grupy Kapitałowej.

Strategia oparta jest na misji Grupy, której myślą przewodnią jest dostarczanie wysokiej jakości usług dla klientów, zapewnienie przyjaznego środowiska pracy naszym pracownikom oraz budowa wartości dla naszych akcjonariuszy przy zapewnieniu dbałości o środowisko naturalne.

Naszą strategię zamierzamy realizować poprzez realizację celów zdefiniowanych poniżej:



Integralną częścią strategii jest wdrożenie nowego modelu biznesowego Grupy, zakładającego docelowo 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.

Zakładamy, iż realizując naszą strategię przeznaczymy w latach 2010-2020 łącznie w wariacie bazowym ok. 18,7 mld zł na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne, dystrybucję oraz odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji.

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.

Obszar Wytwarzania

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego naszym głównym celem jest wybudowanie nowego bloku na parametry nadkrytyczne, opalanego węglem kamiennym o mocy elektrycznej 1.075 MWe brutto w Świerżach Górnych. Planujemy jego przekazanie do eksploatacji w 2017 r. Szczegółowe informacje w przedmiocie postępu procesu budowy wraz z opisem wymaganych nakładów inwestycyjnych zamieszczone zostały w pkt 11.7 powyżej.

Jednocześnie kontynuujemy modernizację pozostałych bloków 200 i 500 MWe funkcjonujących w ENEA Wytwarzanie, której celem jest wydłużenie czasu pracy bloków oraz poprawa sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez zmniejszenie jednostkowego zużycia ciepła. Ponadto, kontynuowany jest program inwestycyjny mający na celu dostosowanie do wymagań Dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji z dużych źródeł spalania, czego wynikiem jest podpisana w marcu 2013 r. umowa na budowę instalacji odsiarczania spalin IOS IV z Babcock-Hitachi K.K.

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej zakładamy rozbudowę mocy wytwórczych. Planujemy osiągnąć do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej w wietrze. Równocześnie prowadzimy działania zmierzające do realizacji inwestycji w moce biogazowe.

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 Dobitt Energia powołanej dla potrzeb budowy bioelektrowni rolniczej o mocy 1,6 MW – budowa została zakończona w grudniu 2012 r. Po przyłączeniu do sieci i rozruchu technologicznym bioelektrownia rozpocznie produkcję energii elektrycznej w II kwartale 2013 r. Łączna moc elektrowni biogazowych w Grupie Kapitałowej ENEA osiągnie wtedy 3,72 MWe.

W marcu 2011 r. spółka zależna od ENEA S.A., tj. 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. Farma wiatrowa w Darżynie została wybudowana w 2008 r. Położona jest w rejonie o bardzo korzystnych warunkach wietrznych. W 2012 r. farma wyprodukowała łącznie 16.410,3 MWh energii elektrycznej brutto (16.305,2 MWh netto).

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 (przed konwersją drugiego kotła na biomasę) wynosiła 459,2 MWt. Równolegle z ciepłem Elektrociepłowni Białystok wytwarza również energię elektryczną i parę technologiczną. Urządzenia elektrociepłowni mogą rocznie wytwarzać ponad 400 GWh energii elektrycznej, która następnie jest sprzedawana na

rynku hurtowym. Podstawowymi paliwami wykorzystywanymi w elektrociepłowni jest węgiel oraz biomasa. 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. Moc instalacji opalanej tym paliwem to 75,2 MW. W 2012 r. Elektrociepłownia Białystok ukończyła inwestycję konwersji kolejnego kotła węglowego na fluidalny typu BFB – zasilany biomasą. Drugi kocioł biomasowy w Elektrociepłowni Białystok został oddany 31 grudnia 2012 r.

Aktualnie zdolności produkcyjne Elektrociepłowni Białystok wynoszą odpowiednio:

- moc osiągalna cieplna 446,5 MWt, z czego moc osiągalna cieplna w OZE – 105,0 MWt,
- moc osiągalna elektryczna 156,6 MWe, z czego moc osiągalna elektryczna w OZE – 56,6 MWe.

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. W 2012 r. elektrownia wyprodukowała 1.150,8 MWh energii elektrycznej. Elektrownia wodna w Obornikach jest 21 obiektem tego typu należącym do Grupy Kapitałowej ENEA.

W dniu 16 kwietnia 2012 r. ENEA S.A. zakupiła 100% udziałów spółki celowej Windfarm Polska. Spółka jest właścicielem nowo wybudowanej farmy wiatrowej Bardy o łącznej mocy 50 MW, składającej się z 25 turbin Vestas o mocy 2 MW każda oraz własnego GPZ. Farma Wiatrowa położona jest w północno-zachodniej Polsce na terenie o bardzo wysokiej wietrzności, co przekłada się na prognozę średniorocznej produkcji na poziomie 150.000 MWh energii elektrycznej. W okresie od rozruchu (marzec 2012 r.) do końca 2012 r. farma wyprodukowała 121.914,3 MWh energii elektrycznej brutto (114.312,4 MWh netto). W pierwszym kwartale 2013 r. farma wyprodukowała 35.149,9 MWh energii elektrycznej brutto (32.533,7 MWh netto). Spółka Windfarm Polska rozpoczęła prace mające na celu rozszerzenie mocy produkcyjnych farmy o kolejne 9 MW.

W dniu 25 maja 2012 r. w ramach projektu „Integracja Obszaru Wytwarzania” Elektrownia „Kozienice” S.A. zmieniła nazwę na ENEA Wytwarzanie S.A. i będzie zarządzać produkcją energii elektrycznej i ciepła w całej Grupie Kapitałowej ENEA. Integracja Obszaru Wytwarzania obejmuje siedem spółek zależnych GK ENEA: ENEA Wytwarzanie S.A., Elektrociepłownia Białystok S.A., Elektrownie Wodne Sp. z o.o., Dobitt Energia Sp. z o.o., Windfarm Polska Sp. z o.o., MEC Piła Sp. z o.o. oraz PEC Oborniki Sp. z o.o. Integracja spółek wytwarzających energię elektryczną i ciepło ma na celu wdrożenie nowego modelu działalności Grupy zapewniającego sprawne podejmowanie decyzji w ramach spójnej strategii wytwarzania, optymalną alokację zasobów oraz poprawę efektywności obszaru wytwarzania. W dniu 28 grudnia 2012 r. ENEA Wytwarzanie przejęła od ENEA S.A. udziały i akcje sześciu spółek prowadzących działalność w obszarze wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej w GK ENEA. W zamian ENEA S.A. objęła wszystkie akcje w podwyższonym kapitale zakładowym ENEA Wytwarzanie. W efekcie tych działań powstała struktura holdingowa obszaru wytwarzania zarządzana przez ENEA Wytwarzanie.

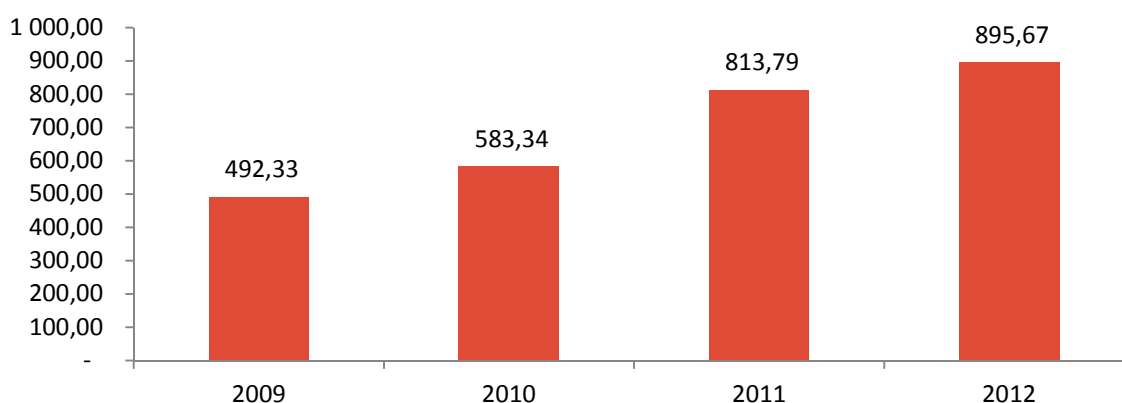
Kolejnym etapem integracji obszaru wytwarzania realizowanym w 2013 r. będzie włączenie trzech z wyżej wymienionych spółek do struktury kapitałowej ENEA Wytwarzanie, pozostałe trzy spółki pozostaną w pełnej podległości funkcjonalnej.

W 2011 r. ENEA S.A. rozpoczęła 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. Obecnie wspólnie z PGNiG finalizujemy wykonanie szczegółowych analiz lokalizacyjnych i ekonomicznych dla wybranych lokalizacji, na podstawie których zostaną podjęte stosowne decyzje korporacyjne.

Obszar Dystrybucji

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. Poniżej przedstawiamy wysokość nakładów inwestycyjnych poniesionych przez ENEA Operator od 2009 r.

Wartość nakładów na inwestycje ponoszone w ENEA Operator [mln zł]



Nasze nakłady inwestycyjne na dystrybucję stale wzrastają. Również w roku 2013 planowane nakłady są większe od nakładów zrealizowanych w 2012 roku.

Spółka nakłady te przeznacza na:

- przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związaną z tym budowę nowych sieci,
- modernizację i odtworzenie istniejącego majątku, związaną z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc,
- nakłady inwestycyjne pozostałe (w szczególności: łączność, pomiary, informatyka, budynki, budowle, środki transportu).

W perspektywie lat 2009-2013 obserwuje się wyraźny trend polegający na zmniejszaniu się udziału nakładów na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związaną z tym budowę nowych sieci w łącznej wartości nakładów. W 2009 r. nakłady tego rodzaju stanowiły 66% wartości planu inwestycyjnego, w roku 2012 - 38%, natomiast w 2013 roku stanowią one 29% planowanych nakładów.

Jednocześnie widoczny jest trend polegający na wzroście udziału nakładów na modernizację i odtworzenie istniejącego majątku. W roku 2009 nakłady tego rodzaju stanowiły 26% wartości planu inwestycyjnego, w roku 2012 – już 50%, natomiast w 2013 roku stanowią one 58% planowanych nakładów.

Obszar Sprzedaży

W pierwszym kwartale 2013 roku kontynuowano prace w ramach przyjętej „Strategii sprzedaży ENEA S.A. w obszarze handlu detalicznego na lata 2013 – 2016”. Strategia ta oparta o ekspansję poza rynek historyczny, poprawę efektywności obsługi klienta oraz zakupów na rynku hurtowym energii zakłada odwrócenie trendu spadku sprzedaży obserwowanego w latach 2009 i 2010.

Główne filary strategii sprzedaży to:

- ekspansja sprzedaży detalicznej (pozyskiwanie nowych klientów poza obszarem historycznym, utrzymanie i odzyskanie klientów z obszaru historycznego i rozwój kompetencji handlu gazem),
- efektywność obsługi klienta (rozwój nowych kanałów pozyskania i obsługi klienta, poprawa efektywności i jakości obsługi klienta oraz optymalizacja kosztów),
- efektywność w handlu hurtowym (efektywność zakupów na rynku hurtowym, poprawa prognozowania, zarządzania ryzykiem i portfelem).

Inicjatywy zrealizowane w ramach wdrażania strategii w pierwszym kwartale 2013 roku to:

- wdrożenie produktu (gwarantowane ceny) do lojalizacji klientów z grup taryfowych Cxx,
- wdrożenie umowy i taryfy dla klientów indywidualnych spoza terenu spółki ENEA Operator Sp. z o.o.,
- uruchomienie dwóch punktów sprzedaży ENEA S.A. poza obszarem działalności spółki ENEA Operator Sp. z o.o.,
- opracowanie i wdrożenie systemu motywacyjnego dla obszaru sprzedaży,
- przekazanie obsługi posprzedażowej klientów TPA do spółki Enea Centrum S.A. z Biura Obsługi Posprzedażowej w ENEA S.A.,
- wprowadzenie systemu raportowania i monitorowania poziomu obsługi w Biurach Obsługi Klienta.

Inicjatywy rozpoczęte w tym okresie to:

- opracowanie i wdrożenie modelu operacyjnego obszaru sprzedaży i obsługi klienta/ wdrożenie Informatycznego Systemu Obsługi Klienta,
- wdrożenie systemu kontrolingu,
- zwymiarowanie i rozwój organizacji obszaru sprzedaży,
- analiza zasadności rozszerzenia działalności ENEA S.A. o handel gazem.

Obszar Obsługi Klienta

W I kwartale 2013 r. kontynuowano prace w ramach uruchomionego w 2012 r. programu zmiany modelu obsługi klienta, obejmującego najistotniejsze kwestie z obszaru obsługi klienta.

Program grupuje inicjatywy i projekty, które prowadzą do osiągnięcia następujących celów:

- wzrost skuteczności pozyskania i utrzymania klientów,
- wzrost poziomu jakości obsługi klienta,
- zmniejszenie jednostkowych kosztów obsługi klienta.

Wzrost skuteczności pozyskania i utrzymania klientów oraz wzrost poziomu jakości obsługi klienta zostaną osiągnięte poprzez wdrożenie nowego modelu operacyjnego obszaru sprzedaży i obsługi klienta oraz wdrożenie informatycznego systemu obsługi klienta (Billing, CRM, Contact Center).

W wyniku wdrożenia nowego modelu operacyjnego planowane jest obniżenie jednostkowych kosztów obsługi klienta, zwiększenie wolumenu sprzedaży i udziału w rynku energii, a także wzrost satysfakcji klientów.

Kluczowym i największym projektem realizowanym w ramach Programu jest wdrożenie modelu operacyjnego wraz z informatycznym systemem obsługi klienta.

Inicjatywy, w ramach których prowadzone są prace na obecnym etapie zaawansowania programu to:

- opracowanie i wdrożenie modelu operacyjnego obszaru sprzedaży i obsługi klienta/ wdrożenie Informatycznego Systemu Obsługi Klienta,
- przekazywanie umów TPA do zabudowy w systemie informatycznym enPort, a także rozszerzenie rejestracji umów w enPort o sprzedaż bezpośrednią,

- automatyzacja procesu pobierania danych pomiarowych klientów TPA do systemu bilingowego MultiZBYT,
- rozszerzenie Call Center,
- optymalizacja procesu windykacji – weryfikacja obecnych procesów,
- przejęcie przez ENEA Centrum S.A. od spółki ENEA Operator Sp. z o.o. obsługi back-office,
- optymalizacja sieci punktów przyjmujących wpłaty klientów ENEA S.A.

Obszar Obrotu Hurtowego

W 2012 r. został zmieniony model rozliczeń pomiędzy ENEA S.A. oraz ENEA Trading Sp. z o.o. w ramach współpracy w obszarze handlu hurtowego energią elektryczną oraz prawami majątkowymi. Współpraca pomiędzy stronami ma na celu uzyskiwanie optymalnych efektów biznesowych dla Grupy Kapitałowej ENEA w obszarze sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych oraz w obszarze produktów i usług powiązanych z zaopatrzeniem obszaru sprzedaży energii elektrycznej, w tym również zasady kalkulacji wynagrodzenia ENEA Trading Sp. z o.o. z tytułu świadczonych na rzecz ENEA S.A. usług.

Nowy model oparty jest na metodzie marży transakcyjnej netto oraz wprowadza mechanizm motywujący ENEA Trading Sp. z o.o. do efektywnej realizacji swoich funkcji na rzecz ENEA S.A., zarówno po stronie efektywności związanej z funkcją tradingu względem rynku, jak i dyscypliny kosztowej.

Nowy model rozliczeń wprowadzony został ze skutkiem od 1 stycznia 2012 r., z tym że wprowadzenie kryteriów efektywnościowych, od których uzależniona będzie wysokość wynagrodzenia należnego ENEA Trading Sp. z o.o. dotyczy rozliczeń od 1 stycznia 2013 r.

W marcu 2013 r. przeprowadzono prace związane ze zmianą modelu wynagradzania spółki ENEA Trading Sp. z o.o. z tytułu współpracy w obszarze handlu hurtowego energią elektryczną oraz prawami majątkowymi. Wysokość narzutu uzależniona będzie od spełnienia przez ENEA Trading Sp. z o.o. wyznaczonego celu rocznego (KPI).

Ponadto w celu osiągnięcia optymalizacji podatkowej wprowadzono kwartalny okres rozliczeniowy w miejsce rozliczeń rocznych.

Dokonano także przeglądu procedur współpracy międzyobszarowej pomiędzy ENEA S.A. a ENEA Trading Sp. z o.o. oraz w marcu 2013 r. wprowadzono nową procedurę celem uwzględnienia aktualnej praktyki oraz nowych uwarunkowań współpracy pomiędzy Stronami.

12.6. Ocena możliwości realizacji zamierzeń inwestycyjnych

Sytuacja finansowa Spółki tworzy silne podstawy do możliwości wykonania planów inwestycyjnych, które mogą być realizowane na drodze rozwoju organicznego, jak i poprzez przejęcia innych podmiotów. Nasz bilans, kapitały własne oraz saldo środków pieniężnych są solidną podstawą finansowania nakładów inwestycyjnych, tak ze środków własnych, jak i źródeł zewnętrznych. W celu efektywnego wykorzystania środków, Spółka w danych działaniach inwestycyjnych (w szczególności w zakresie akwizycji) zamierza wspomagać się finansowaniem dłużnym w celu wykorzystania efektu dźwigni finansowej.

12.7. Ryzyka związane z możliwością realizacji strategii

Podjmiemy starania, aby zrealizować zakładaną politykę w zakresie kierunków rozwoju, niemniej jednak możemy nie być w stanie zrealizować naszej strategii rozwoju oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, z uwagi na czynniki, które pozostają poza naszą kontrolą.

Nasza strategia rozwoju przewiduje realizację określonych celów i obejmuje w szczególności rozwój działalności podstawowej Grupy, poprawę efektywności funkcjonowania Grupy oraz budowę firmy odpowiedzialnej społecznie.

Na realizację naszej strategii ma wpływ szereg czynników, z których większość jest od nas niezależna, w szczególności decyzje naszego większościowego Akcjonariusza, tj. Skarbu Państwa, działania podejmowane przez naszych konkurentów oraz zmiany w obowiązującym prawie. Kluczowym aspektem realizacji strategii jest konieczność zapewnienia odpowiedniego finansowania na korzystnych dla nas warunkach.

W dniu 21 czerwca 2012 r. pomiędzy ENEA a pięcioma bankami pełniącymi funkcję Gwarantów emisji, tj.: Powszechną Kasą Oszczędności Bank Polski S.A., Bankiem Polska Kasa Opieki S.A., Bankiem Zachodnim WBK S.A., Bankiem Handlowym w Warszawie S.A. i Nordea Bank Polska S.A. zawarta została umowa programowa dotycząca programu emisji obligacji do kwoty 4 mld zł.

Pomimo zawartej umowy dotyczącej ww. programu emisji obligacji, nie mamy pewności, iż finansowanie w zakresie pozostałych potrzeb inwestycyjnych będzie dla nas dostępne. W konsekwencji możemy zostać zmuszeni do opóźnienia realizacji niektórych celów strategicznych, jak również ograniczenia lub rezygnacji z planowanych nakładów inwestycyjnych, co w rezultacie może mieć istotny wpływ na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe lub perspektywy rozwoju.

Nasza zdolność do pozyskania finansowania oraz koszt kapitału zależą od wielu czynników, a w szczególności:

- ogólnych warunków rynkowych i sytuacji na rynkach kapitałowych;
- dostępności kredytów bankowych;
- zaufania inwestorów;
- sytuacji finansowej Spółki;
- przepisów podatkowych.

Nasza działalność jest prowadzona w otoczeniu podlegającym szczególnej regulacji prawnej. Na sytuację Grupy mają w szczególności wpływ przepisy Prawa Energetycznego oraz regulacje Unii Europejskiej, w tym z zakresu ochrony środowiska. Przedmiotowe regulacje prawne podlegają częstym zmianom (których nie jesteśmy w stanie przewidzieć), przy czym istnieje tendencja do stopniowego zwiększania wymagań w zakresie korzystania ze środowiska, w szczególności w odniesieniu do podmiotów z sektora elektroenergetycznego. Takie rosnące wymagania mogą w przyszłości wpłynąć na konieczność poniesienia przez Grupę dodatkowych nakładów inwestycyjnych.

Ponadto, przepisy prawa nakładają na nas obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia potwierdzających:

- wytworzenie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach;
- wytworzenie energii elektrycznej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracji) lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia w wymaganej ilości, do wniesienia opłat zastępczych.

Dodatkowo 1 stycznia 2013 r. w Polsce wdrożono system świadectw efektywności energetycznej, tzw. „białych certyfikatów”, który nakłada na nas obowiązek uzyskiwania i przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw efektywności energetycznej lub, w razie nieuzyskania i nieprzedstawienia do umorzenia wymaganej ilości świadectw, do wniesienia opłaty zastępczej. Działania przez nas podejmowane w zakresie strategii rozwoju uzależnione są również od poziomu przydzielonych uprawnień do emisji dwutlenku węgla i innych gazów oraz substancji na określony okres rozliczeniowy.

Planowane przez nas działania w zakresie akwizycji i inwestycji kapitałowych mogą nie osiągnąć spodziewanego efektu z uwagi na czynniki od nas niezależne, takie jak konkurencja ze strony innych przedsiębiorstw energetycznych oraz warunki rynkowe. Ponadto wyniki osiągnięte przez spółki, w które zainwestujemy mogą okazać się gorsze od początkowych szacunków, co może skutkować obniżeniem stopy zwrotu z tych transakcji w stosunku do pierwotnie oczekiwanych. W wyniku poczynionych akwizycji czy inwestycji, będziemy zmuszeni także do podjęcia kroków w celu reorganizacji struktur organizacyjnych tych podmiotów, integracji poszczególnych obszarów biznesowych, centralizacji zarządzania aktywami i pasywami oraz integracji systemów informatycznych. Procesy te mogą okazać się czasochłonne i kosztowne i nie ma pewności, czy zostaną zrealizowane zgodnie z zamierzonym harmonogramem lub w zaplanowany sposób, mogą również doprowadzić do wystąpienia trwałych różnic w procedurach stosowanych w Grupie. Powyższe działania uzależnione są również od zachowań strony społecznej zaangażowanej w przeprowadzane akwizycje oraz inwestycje kapitałowe.

Nasza działalność w zakresie modernizacji aktywów wytwórczych, jak również dokonywania nowych inwestycji w aktywa wytwórcze uzależniona jest od warunków pogodowych, przebiegu realizacji prac budowlanych, remontowych i modernizacyjnych, wzrostu planowanych kosztów inwestycji, warunków na rynku, konieczności uzyskania wymaganych pozwoleń.

Na realizację celów strategicznych w zakresie rozwoju ma również wpływ stan polskiej gospodarki, jak i regionalna sytuacja ekonomiczna, w tym w szczególności: wzrost lub spadek produktu krajowego brutto, produkcji przemysłowej, inflacji, bezrobocia, średniego wynagrodzenia, wielkość i charakterystyka demograficzna populacji, a także rozwój sektora usług i przemysłu.

12.8. 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

 +48 / 61 884 53 00

 +48 / 61 884 59 55

 enea@enea.pl

2013