

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2015 r.

7 maja 2015 r.



Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2015 r.



Kluczowe wydarzenia

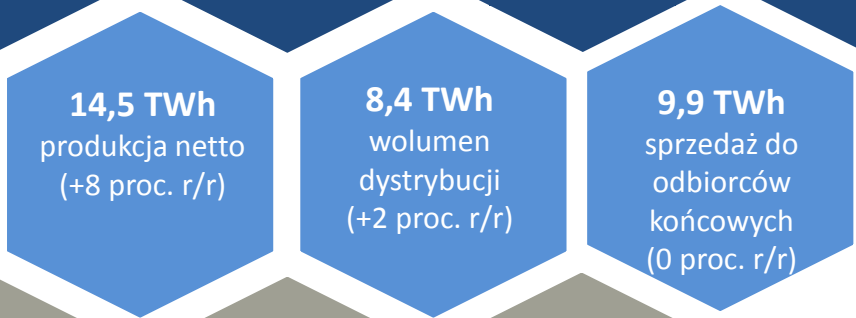


Najważniejsze informacje dotyczące wyników za I kw. 2015 r.

Wyniki finansowe



Wyniki operacyjne



Otoczenie biznesowe

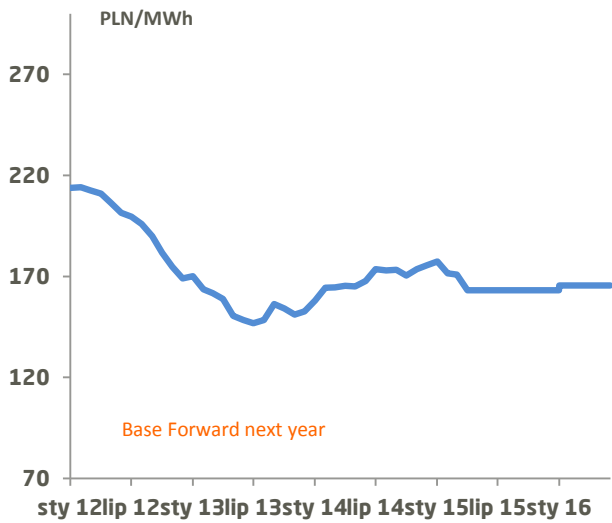


Otoczenie makroekonomiczne

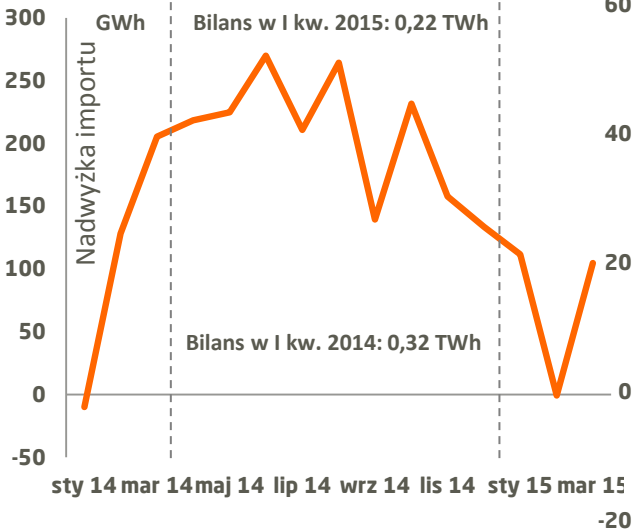
	I kw. 2015	I kw. 2014
Realny wzrost PKB (r/r)	3,4%*	3,4%
Krajowy wzrost zużycia energii elektrycznej (r/r)	1,3%	-1,4%
Krajowe zużycie energii elektrycznej	41,76 TWh	41,23 TWh

* Prognoza

Ceny energii elektrycznej

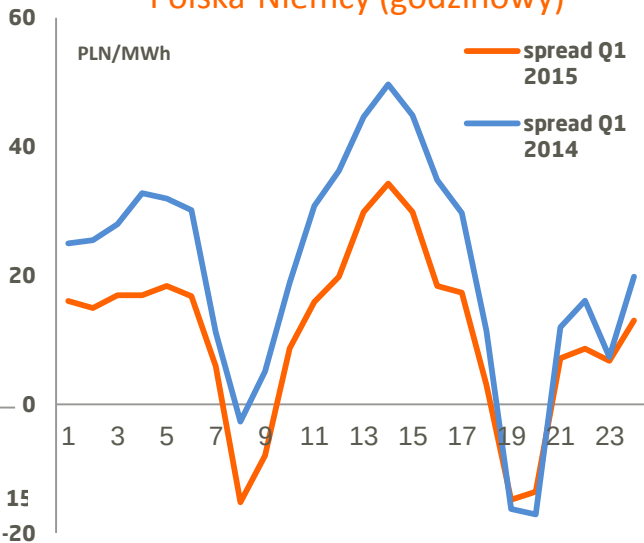


Bilans międzynarodowy



Dzienne dane z PSE

Średni spread cenowy Polska-Niemcy (godzinowy)



Godzinowe dane z TGE i EEX, średnia arytmetyczna

Kluczowe inwestycje Grupy PGE zgodnie z harmonogramem

Turów (~490 MWe)

- Na ukończeniu techniczna dokumentacja oraz inne dokumenty projektowe
- Plac budowy jest gotowy na rozpoczęcie prac budowlanych, m.in. wykopy i rozbiórkę fundamentów starych chłodni kominowych

Opole II (2x~900 MWe)

- Zgodnie z harmonogramem – prace zaawansowane w 11-proc.;
- Zrealizowane etapy w I kw.:
 - Fundamenty maszynowni bloków nr 5 i 6
 - Pylony kotłowni nr 5
 - Fundamenty chłodni kominowej nr 5
- Kolejne etapy:
 - Prace budowlane, tj. wykopy i fundamenty
 - Prace nad układem nawęglania

Elektrociepłownia Gorzów

- Projekt w zaawansowanym stadium
- Zrealizowane etapy w I kw.:
 - Montaż konstrukcji stalowej budynku głównego
 - Dostawa głównych urządzeń na teren budowy, m.in. turbiny i generatorów

Opole II



Turów



Pozostałe inwestycje w I kw. 2015 r.

Modernizacje

- Uruchomienie bloku nr 11 w Bełchatowie, blok nr 12 na ostatnim etapie modernizacji, zsynchronizowany z KSE*
- Ogłoszenie przetargów na modernizację bloków 1-3 w Turowie

Dystrybucja

- 9200 liczników bilansujących zakontraktowanych na 2015 rok
- Wspólny przetarg z pozostałymi OSD** pozwala uzyskać oszczędności

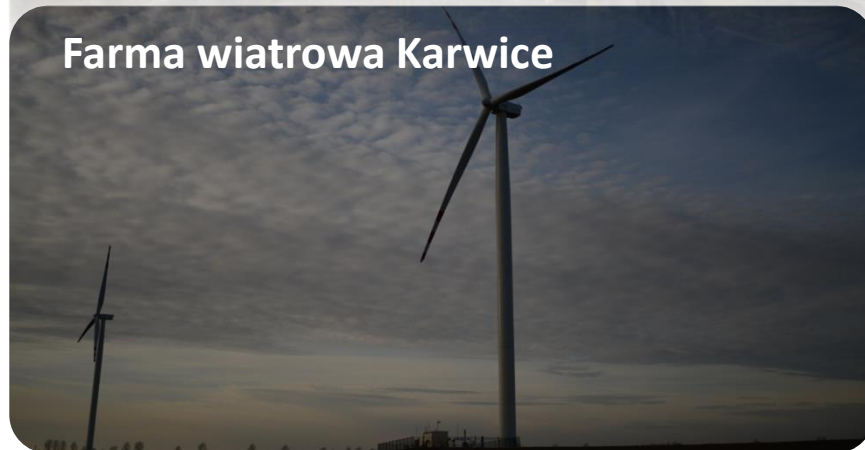
Energetyka odnawialna

- Projekty prowadzone zgodnie z harmonogramem
- Karwice
 - zakończono budowę fundamentów
 - trwa montaż wież i turbin
- Lotnisko
 - budowa fundamentów i linii przyłączeniowej
- Resko II
 - budowa dróg wewnętrznych i placów montażowych, palowanie fundamentów
- Kisielice II
 - budowa dróg wewnętrznych i placów montażowych, palowanie fundamentów

Farma wiatrowa Karwice



Farma wiatrowa Karwice



* KSE - Krajowy System Elektroenergetyczny

** OSD - Operator Systemu Dystrybucyjnego

Odnawialne Źródła Energii

Nowa ustawa

- System aukcyjny dla nowych instalacji oddawanych do użytku po wejściu przepisów w życie (1 stycznia 2016 r.)
- Istniejące instalacje mogą pozostać w poprzednim systemie (maksymalnie 15 lat od uruchomienia)
- Kontrakty różnicowe na 15 lat
- 56 TWh objęte systemem aukcyjnym w 2016 roku (w tym 4,6 TWh dla istniejących instalacji)

Oddziaływanie

- Istniejące instalacje wodne o mocy powyżej 5 MW zostają wyłączone z systemu wsparcia
- Niededykowane instalacje współspalania biomasy otrzymają tylko 0,5 certyfikatu za każdą 1 MWh wytworzonej energii (od 2016 r., według URE)
- Możliwość zmiany instrumentu wsparcia – po dokonaniu szacowanego wpływu

Wyzwania krajowe

- Efektywna kosztowo ścieżka realizacji celów polityki UE
- Złagodzenie kosztowego obciążenia końcowych odbiorców energii
- Zapewnienie stabilności systemu
- Niekorzystna geografia
- Potencjał biomasy

Wyniki finansowe i operacyjne za I kw. 2015 r.

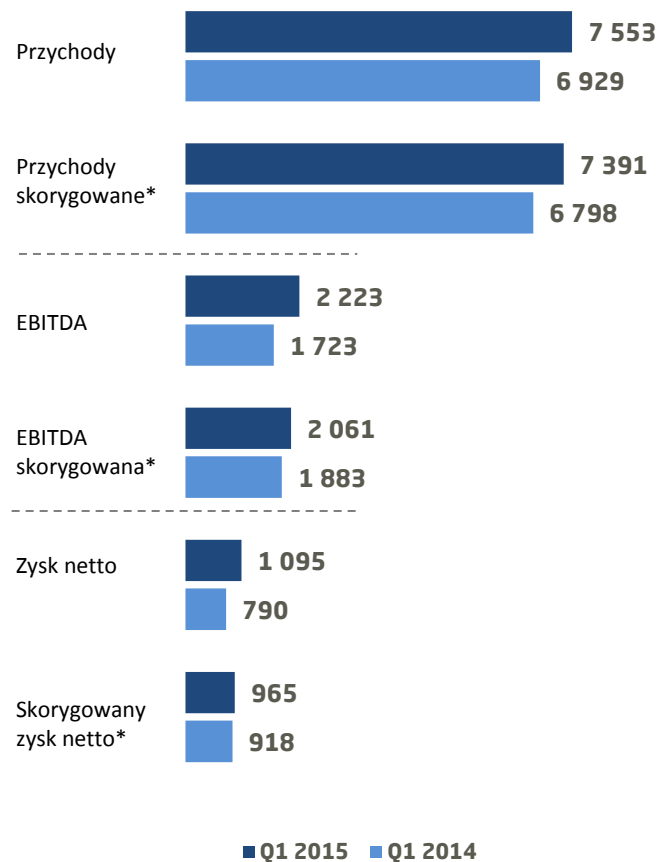
Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



Kluczowe wyniki finansowe

mln zł	I kw. 2015	I kw. 2014	zmiana r/r %
Przychody ze sprzedaży	7 553	6 929	9%
EBITDA	2 223	1 723	29%
EBITDA skorygowana*	2 061	1 883	9%
Zysk netto	1 095	790	39%
Zysk na akcję (zł)	0,59	0,42	39%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1 361	889	53%
Nakłady inwestycyjne	1 393	1 001	39%
Dług netto (na koniec okresu)	266	(898)**	
Rating	Rating	Perspektywa	
Fitch	BBB+	Stabilna	
Moody's	Baa1	Stabilna	

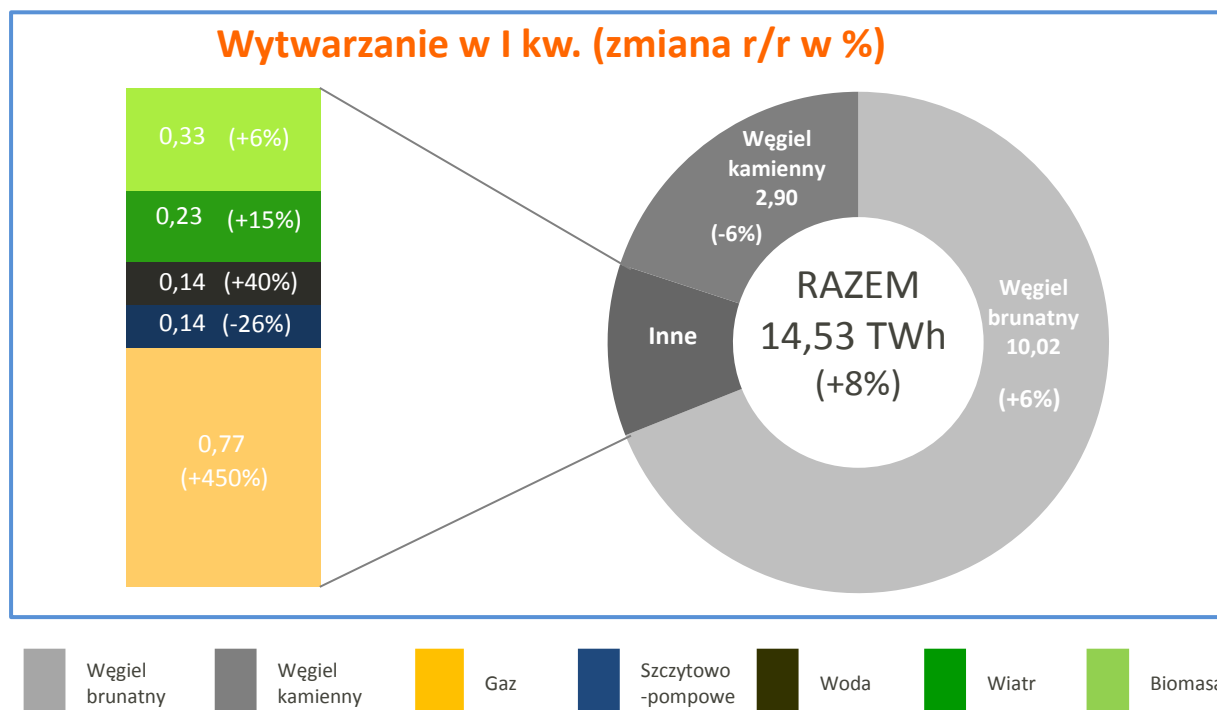
I kw. 2015



* Skorygowana = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (szczegóły: strona 18)

** na dzień 31 grudnia 2014 r.

Wyższa produkcja dzięki mniejszej liczbie remontów i wsparciu kogeneracji



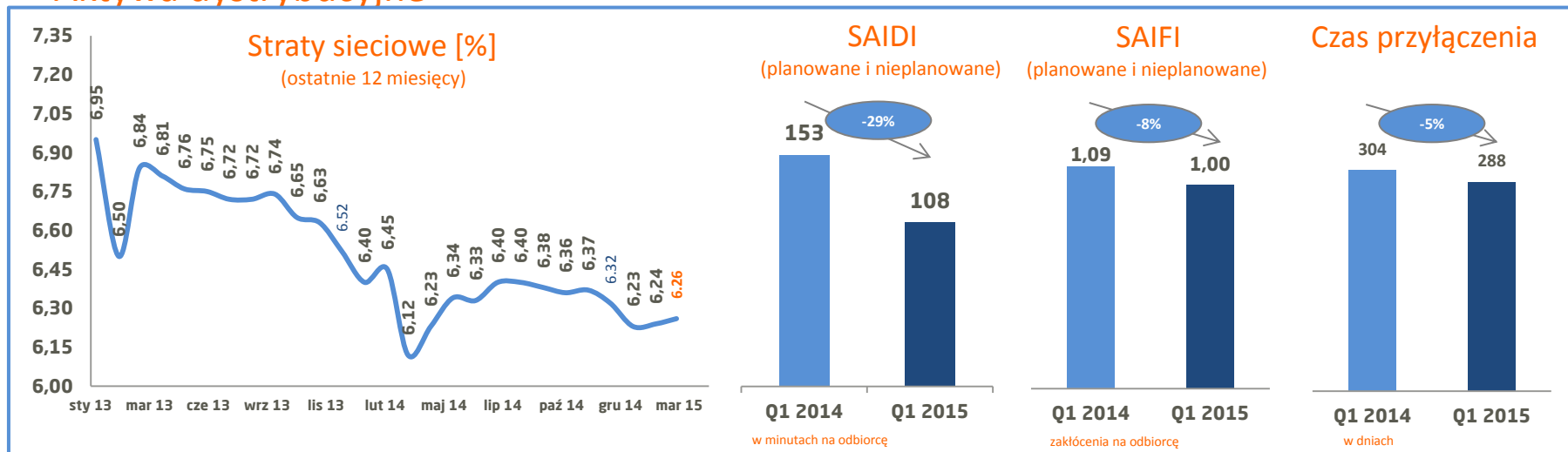
- Produkcja z węgla brunatnego wzrosła głównie za sprawą mniejszego obciążenia remontowego w porównaniu z I kwartałem 2014 r., w którym miały miejsce modernizacje bloków nr 9 i nr 11 Elektrowni Bełchatów.
- Spadek produkcji z węgla kamiennego wynikał z awarii bloku nr 4 w Elektrowni Opolo i niższego zapotrzebowania ze strony OSP.
- Przywrócenie wsparcia dla kogeneracji wywołało wzrost produkcji w elektrociepłowniach na gaz w Lublinie i Rzeszowie. Ponadto do wzrostu w ujęciu rok do roku przyczyniło się także uruchomienie nowego bloku w Rzeszowie w listopadzie 2014.
- Korzystne warunki hydrologiczne pozwoliły na zwiększenie wolumenów produkcji w energetyce wodnej, zaś wyniki segmentu wiatrowego wzrosły dzięki uruchomieniu farmy Wojciechowo o mocy zainstalowanej 28 MW w marcu 2014 r.
- Wykorzystanie elektrowni szczytowo-pompowych zmniejszyło się w wyniku decyzji Operatora Systemu Przesyłowego.

Koncentracja na poprawie wskaźników operacyjnych

Aktywa wytwórcze

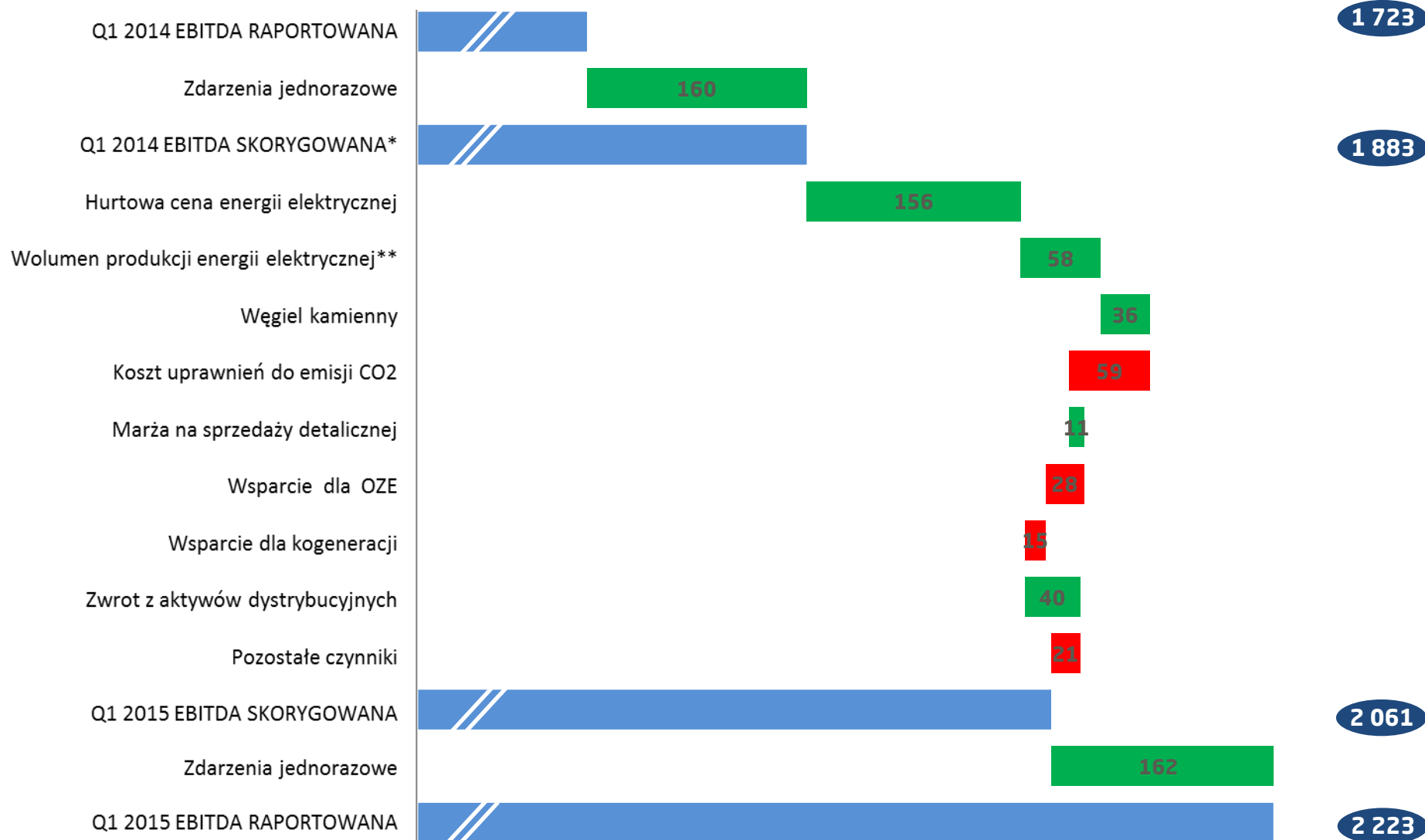
	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Elektrociepłownie	Aktywa wiatrowe
Dyspozycyjność I kw. 2015 r.	89,4%	92,4%	94,4%	98,8%
Dyspozycyjność I kw. 2014 r.	84,8%	83,8%	94,3%	97,4%
Wykorzystanie mocy osiągalnej I kw. 2015 r.	84,7%	66,7%	72,5%	34,4%
Wykorzystanie mocy osiągalnej I kw. 2014	83,4%	69,0%	81,1%	32,6%

Aktywa dystrybucyjne



Zysk EBITDA według głównych czynników budowy wartości

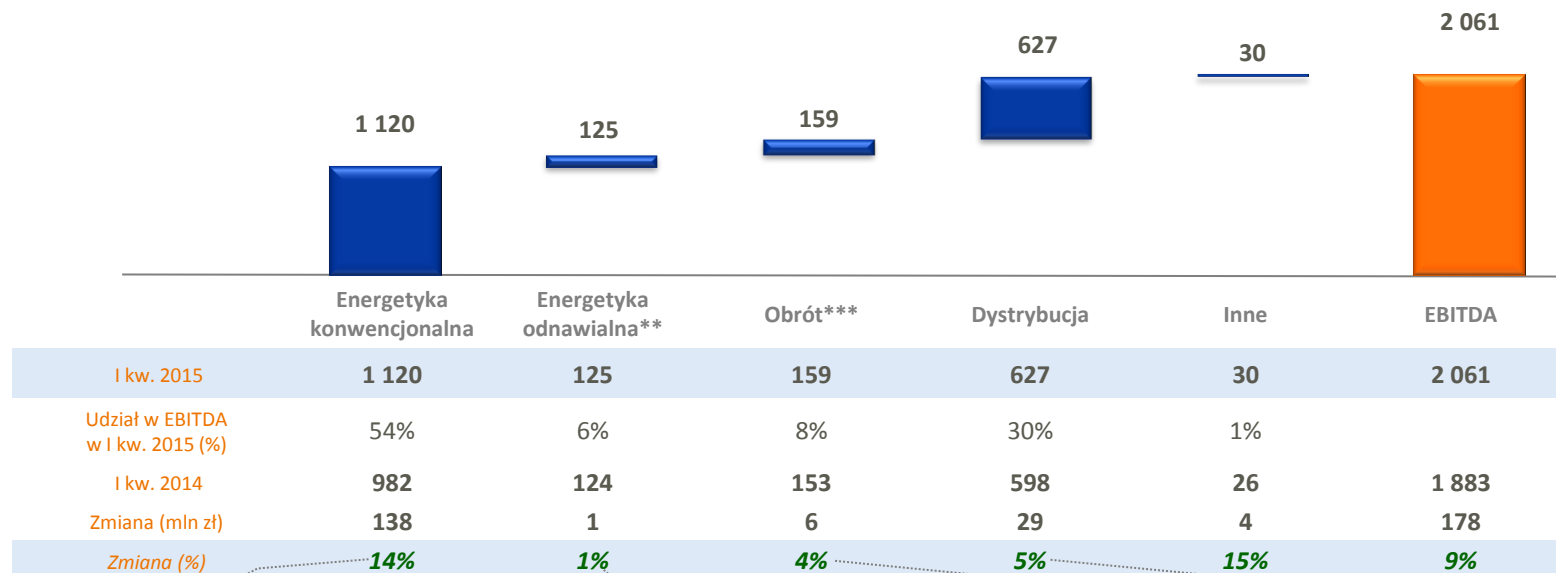
mln zł



* Skorygowana = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych

** bez wpływu kogeneracji gazowej (wolumeny uwzględnione we wsparciu kogeneracji)

Skorygowany* zysk EBITDA w I kw. 2015 r. - segmenty



Wzrost głównie w wyniku:

- wyższej ceny energii sprzedanej - średnia cena wyższa o 12 zł za MWh - łączny wpływ w wysokości 156 mln zł
- wyższego wolumenu produkcji - wpływ na poziomie 160 mln zł

Wpływ wyższych wolumenów został ograniczony przez wzrost kosztów zmiennych (zużycie gazu i emisja dwutlenku węgla)

Lepsze warunki pogodowe spowodowały wzrost produkcji w energetyce wodnej i wiatrowej, których efekt został jednak ograniczony niższą ceną zielonych certyfikatów.

Pozytywny wpływ podwyższonych marż i niższych kosztów wsparcia OZE

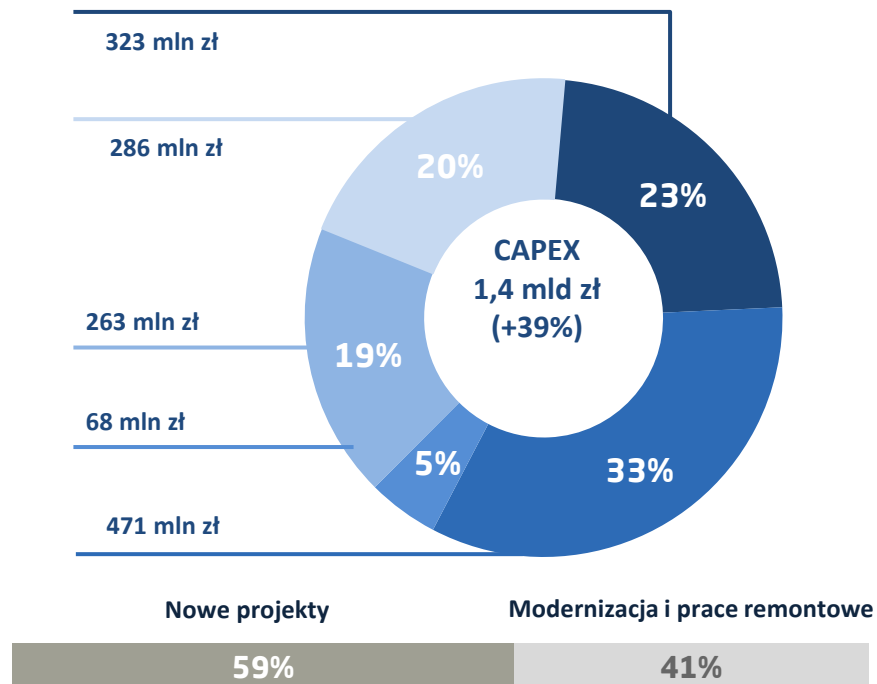
Poprawa za sprawą wyższego wolumenu dystrybucji. Pozytywny wpływ niższych kosztów z tytułu strat sieciowych.

*Skorygowany = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych

**Segment uwzględnia wynik 3 elektrowni wodnych, wcześniej ujętych w segmencie Obrotu

***Od I kw. 2015 r. sprzedaż detaliczna i hurtowa prezentowana jest łącznie jako segment Obrotu

Nakłady inwestycyjne w I kw. 2015 r. w podziale na segmenty



CAPEX w energetyce konwencjonalnej, energetyce odnawialnej i dystrybucji



Kluczowe projekty	CAPEX I kw. 2015 r.
Budowa nowych bloków Opole II	462 mln zł
Remonty i modernizacje w Bełchatowie	164 mln zł
Modernizacja aktywów dystrybucyjnych	141 mln zł
Nowe projekty w segmencie dystrybucji	122 mln zł
Farma wiatrowa Karwice	39 mln zł
Farma wiatrowa Resko II	14 mln zł
Farma wiatrowa Lotnisko	10 mln zł

- Kluczowe projekty w obszarze energetyki konwencjonalnej zgodnie z harmonogramem.
- Inwestycje w energetyce odnawialnej zgodnie z harmonogramem, który zakłada rozpoczęcie produkcji energii do końca 2015 roku.
- Zgodnie z rocznym planem największy CAPEX wystąpi w III i IV kw. 2015 roku.

EBITDA i CAPEX: perspektywa na 2015 r.

Perspektywa 2015
vs 2014

Główne czynniki

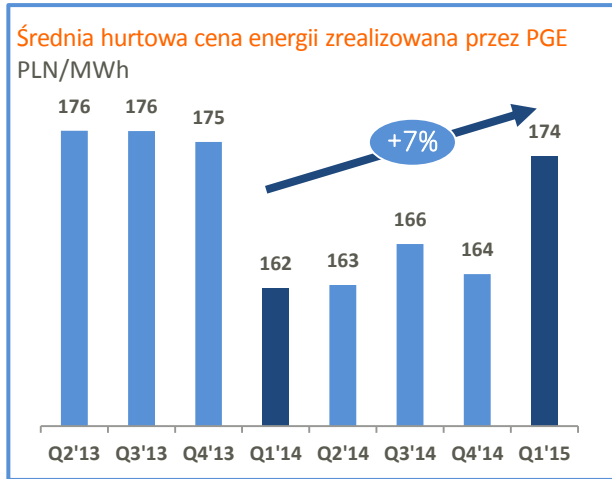
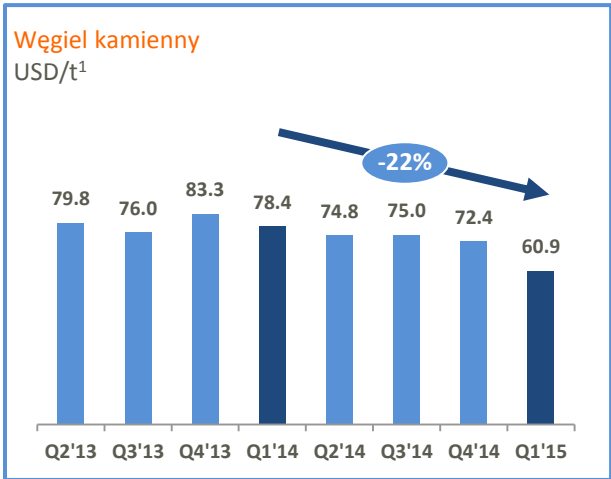
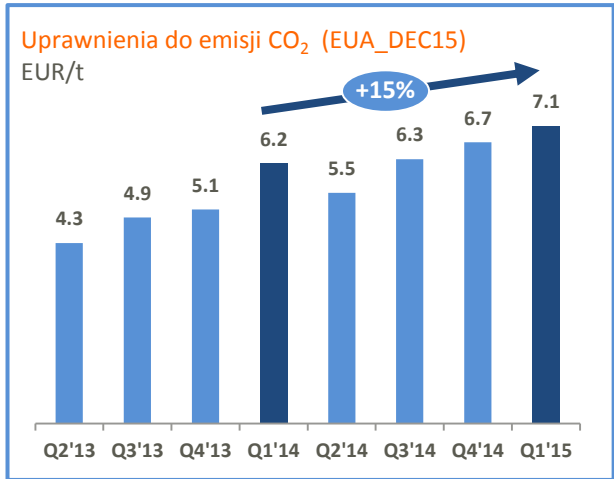
Energetyka konwencjonalna	Wzrost po korekcie o zdarzenia jednorazowe	+ Wzrost średniej ceny hurtowej w roku o ok. 8-10 zł/MWh + Stabilne wolumeny produkcji z węgla brunatnego i kamiennego, bez większych wyłączeń z eksploatacji i przy porównywalnych planach napraw i remontów + Wpływ wyższych wolumenów z kogeneracji gazowej będzie ograniczony wyższymi kosztami paliwa + Kontynuacja programów optymalizacyjnych + Spadek ceny węgla kamiennego – średni jednocyfrowy (%) + Przychody z KDT w skali całego roku wyniosą ok. 500 mln zł (rząd wielkości) + Jasna perspektywa dla uprawnień do emisji CO2 + Negatywny wpływ ograniczenia wsparcia dla współspalania biomasy (spodziewany dopiero od 2016 roku) - Wzrost niedoboru uprawnień do emisji CO2 o ok. 4 mln ton
Energetyka odnawialna	Bez zmian	+ Produkcja z aktywów wodnych i wiatrowych bez zmian, zależna od warunków pogodowych + Spodziewane uruchomienie nowych aktywów wiatrowych do końca 2015 roku, wpływ na wyniki dopiero od 2016 roku - Możliwy negatywny wpływ niższych cen zielonych certyfikatów
Obrót	Wzrost	+ Koncentracja na podnoszeniu średniej marży + Możliwy pozytywny wpływ niższych cen zielonych certyfikatów
Dystrybucja	Bez zmian	+ Wartość regulowana aktywów (WRA) wyceniana na 14,6 mld zł w taryfie na 2015 rok + Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2015 rok ustalony na poziomie 7,2% (przed opodatkowaniem) + Kontynuacja programów optymalizacyjnych - Spadek zwrotu z aktywów o 5% może mieć negatywny wpływ na EBITDA dystrybucji na poziomie 2%
CAPEX	Wzrost	• Projekt Opole II zgodnie z harmonogramem; planowane wejście w okres wyższych wydatków inwestycyjnych • Kontynuacja projektu w Gorzowie • Od stycznia 2015 roku CAPEX na nowy blok w Turowie wyniesie ok. 200 mln zł (bez zaliczki) • Wyższy poziom wydatków w segmencie dystrybucji wpłynie na przyszły zwrot za aktywów • Wyższy poziom nakładów inwestycyjnych w segmencie OZE - 218 MW w budowie

Wyniki finansowe i operacyjne za I kw. 2015 r.

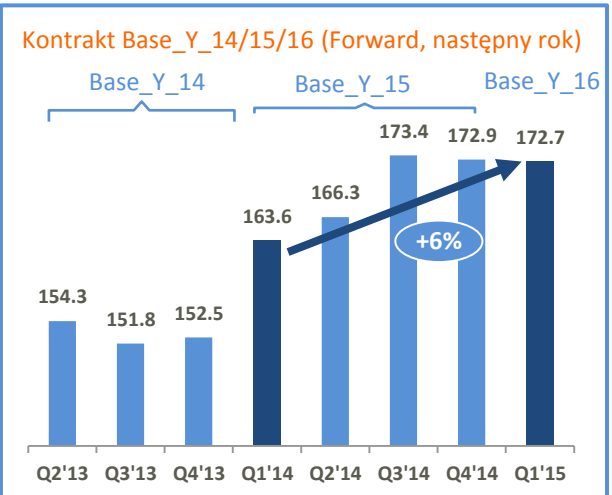
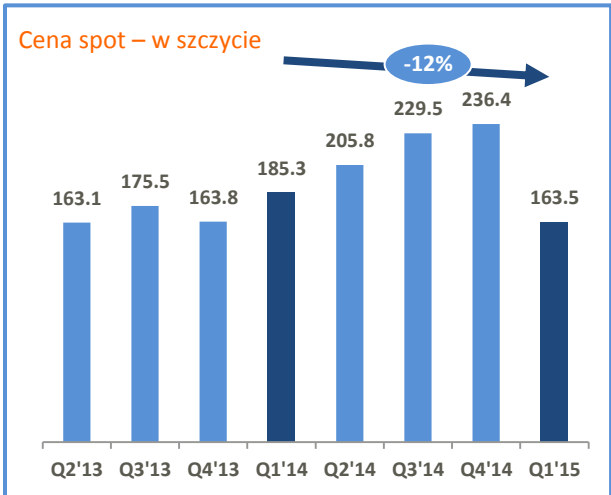
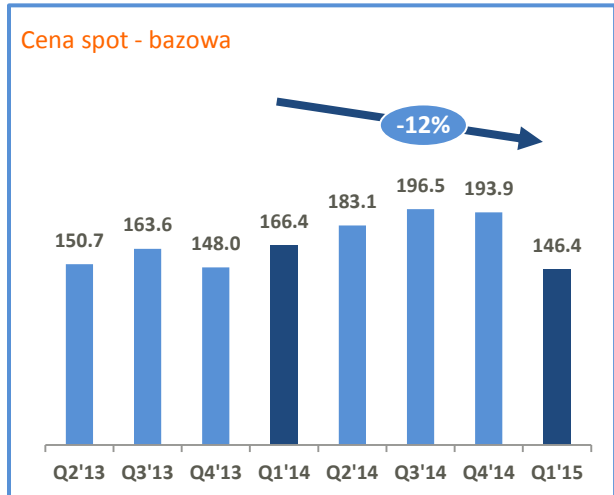
Informacje dodatkowe



Zmienność, która wpływa na biznes



Średnie kwartalne ceny energii elektrycznej na TGE w latach 2013-2015
PLN/MWh



¹ DES ARA bieżący miesiąc

Dane finansowe

Wybrane skonsolidowane dane finansowe, MSSF

	Q1 2015 mln PLN	Q1 2014 Przekształcone mln PLN	Q1'15 vs. Q1'14
Przychody	7.553	6.929	9%
włączając rekompensaty KDT	162	131	24%
Przychody skorygowane	7.391	6.798	9%
EBITDA	2.223	1.723	29%
EBITDA skorygowane*	2.061	1.883	9%
EBIT	1.416	978	45%
EBIT skorygowany*	1.254	1.138	10%
Zysk netto (akcjonariusze jednostki dominującej)	1.095	790	39%
Skorygowany zysk netto* (akcjonariusze jednostki dominującej)	965	918	5%
CAPEX (włączając korekty)	1.393	1.001	39%
Środki pieniężne netto z działalności operacyjnej	1.361	889	53%
Środki pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	-2.519	-1.876	34%
Marża EBITDA	29%	25%	4 pp
Skorygowana marża EBITDA	28%	28%	0 pp
	Q1 2015 mln PLN	Q4 2014 mln PLN	Q1'15 vs. Q4'14
Kapitał pracujący netto	7.107	6.753	5%
Dług netto/ 12M EBITDA	0,03x	-0,11x	n.a.

*Wydarzenia jednorazowe:

Skorygowana EBITDA

Kluczowe wydarzenia jednorazowe Q1 2015 Q1 2014

Rekompensaty KDT	-162	-131
Darmowe uprawnienia CO2	0	136
Program Dobrowolnych Odejść	0	155

Wszystkie korekty
na poziomie EBITDA -162 160

Skorygowany zysk netto

przypadający akcjonariuszom jednostki dominującej

Kluczowe wydarzenia jednorazowe Q1 2015 Q1 2014

Rekompensaty KDT	-130	-105
Darmowe uprawnienia CO2	0	109
Program Dobrowolnych Odejść	0	124

Wszystkie korekty
na poziomie zysku netto -130 128

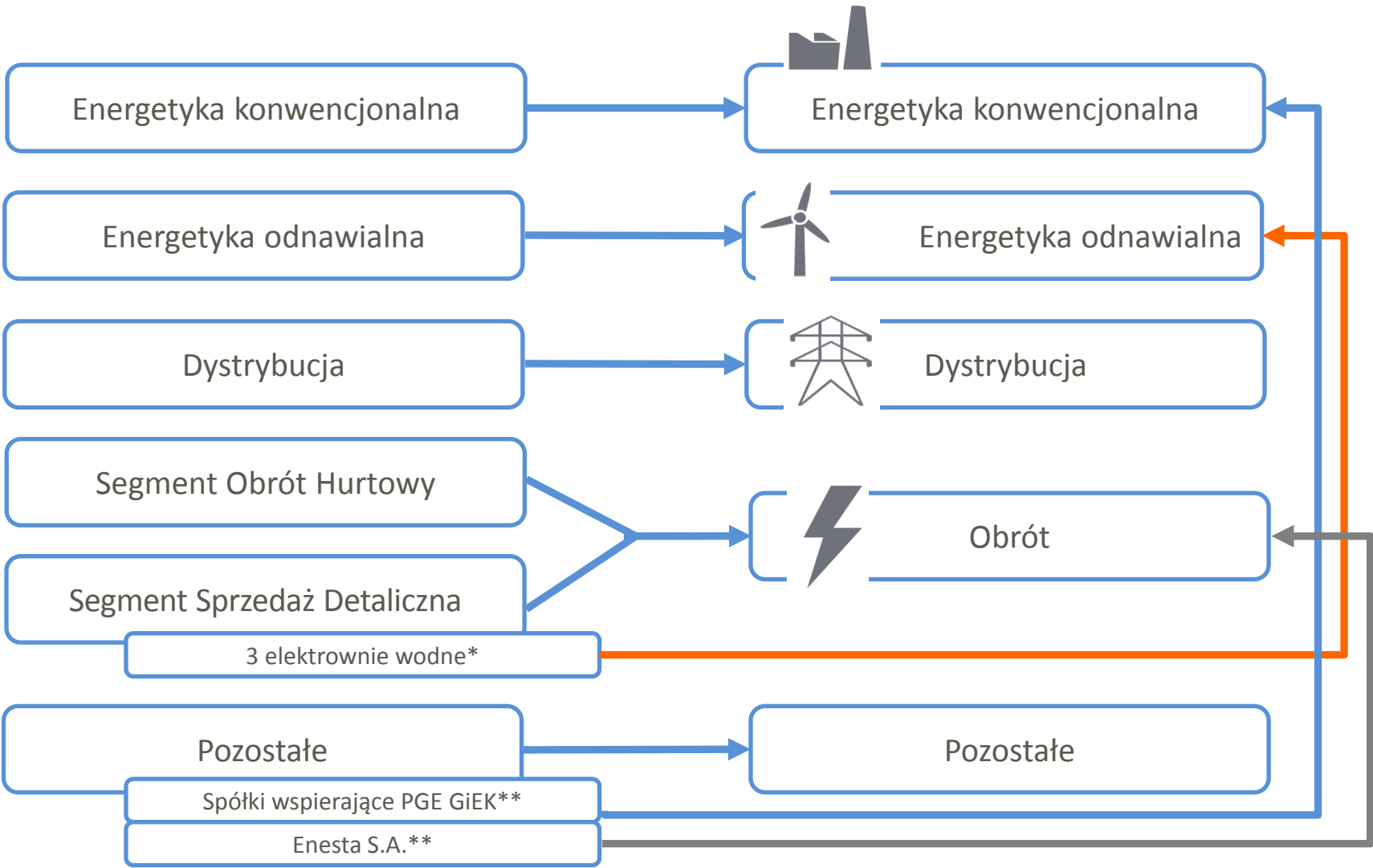
Kluczowe Dane Operacyjne

Produkcja energii elektrycznej wg. źródeł (TWh)

	Q1 2015	Q1 2014	Q1'15 vs. Q1'14
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,13	9,55	6%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,60	2,82	-8%
Elektrociepłownie węglowe	0,41	0,39	5%
Elektrociepłownie gazowe	0,77	0,14	450%
Elektrociepłownie biomasowe	0,11	0,11	0%
Elektrownie pompowo-szczytowe	0,14	0,19	-26%
Elektrownie wodne	0,14	0,10	40%
Elektrownie wiatrowe	0,23	0,20	15%
SUMA	14,53	13,50	8%

Odnawialne źródła energii	0,70	0,61	15%
w tym współspalanie biomasy	0,22	0,20	10%

Zmiany w segmentach



Nakłady inwestycyjne

CAPEX w I kwartale 2015 r. (mln PLN)

Segment	I kwartał 2015 r.	I kwartał 2014 r.	I kwartał 2015 r. vs. I kwartał 2014 r.
Energetyka konwencjonalna	1.042	693	50%
Dystrybucja	263	176	49%
Przyłączenie nowych odbiorców	100	88	14%
Sieci dystrybucyjne	114	54	111%
Energetyka odnawialna	68	119	-43%
Modernizacja i odtworzenie	2	0	-
Sprzedaż i pozostałe	37	32	16%
SUMA	1.410	1.020	38%
SUMA (włączając korekty)	1.393	1.001	39%

Szczegółowe rozbieżności przychodów i kosztów w segmencie

Energetyka konwencjonalna (mln PLN)

	I kwartał 2015 r.	I kwartał 2014 r.	I kwartał 2015 r. vs. I kwartał 2014 r.
Przychody, włączając	3.517	3.054	15%
Sprzedaż energii elektrycznej	2.823	2.394	18%
Rekompensaty KDT	162	131	24%
Sprzedaż ciepła	265	250	6%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	144	161	-10%
Koszty w układzie rodzajowym, włączając:	2.694	2.583	4%
Amortyzacja	472	424	11%
Zużycie materiałów	861	660	30%
Zużycie energii	9	12	-26%
Usługi obce	266	305	-13%
Podatki i opłaty	368	456	-19%
Świadczenia pracownicze	692	689	0%
Pozostałe koszty	25	36	-31%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2.130	2.169	-2%
Koszt własny sprzedaży	2.448	2.479	-1%
EBIT	810	398	104%
EBITDA	1.282	822	56%

Szczegółowe rozbić przychodów i kosztów w segmencie

Energetyka odnawialna (mln PLN)

	I kwartał 2015 r.	I kwartał 2014 r.	I kwartał 2015 r. vs. I kwartał 2014 r.
Przychody, włączając	215	219	-2%
Sprzedaż energii elektrycznej	98	101	-3%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	56	61	-9%
Koszty w układzie rodzajowym, włączając:	148	150	-1%
Amortyzacja	55	52	5%
Zużycie materiałów	1	2	-31%
Zużycie energii	32	42	-22%
Usługi obce	20	16	26%
Podatki i opłaty	13	13	1%
Świadczenia pracownicze	21	22	-3%
Pozostałe koszty	6	4	35%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	128	130	-2%
Koszt własny sprzedaży	128	130	-2%
EBIT	70	72	-3%
EBITDA	125	124	1%

Szczegółowe rozbieżności przychodów i kosztów w segmencie

Dystrybucja (mln PLN)

	I kwartał 2015 r.	I kwartał 2014 r.	I kwartał 2015 r. vs. I kwartał 2014 r.
Przychody, włączając	1.540	1.485	4%
Sprzedaż z usług dystrybucyjnych	1.466	1.406	4%
Pozostałe przychody operacyjne	47	50	-6%
Koszty w układzie rodzajowym, włączając:	1.190	1.165	2%
Amortyzacja	260	244	7%
Zużycie materiałów	18	22	-19%
Zużycie energii	138	163	-15%
Usługi obce	399	377	6%
Podatki i opłaty	92	89	3%
Świadczenia pracownicze	281	267	5%
Pozostałe koszty	3	4	-15%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1.092	1.081	1%
Koszt własny sprzedaży	1.093	1.081	1%
EBIT	367	354	4%
EBITDA	627	598	5%

Szczegółowe rozbieżności przychodów i kosztów w segmencie

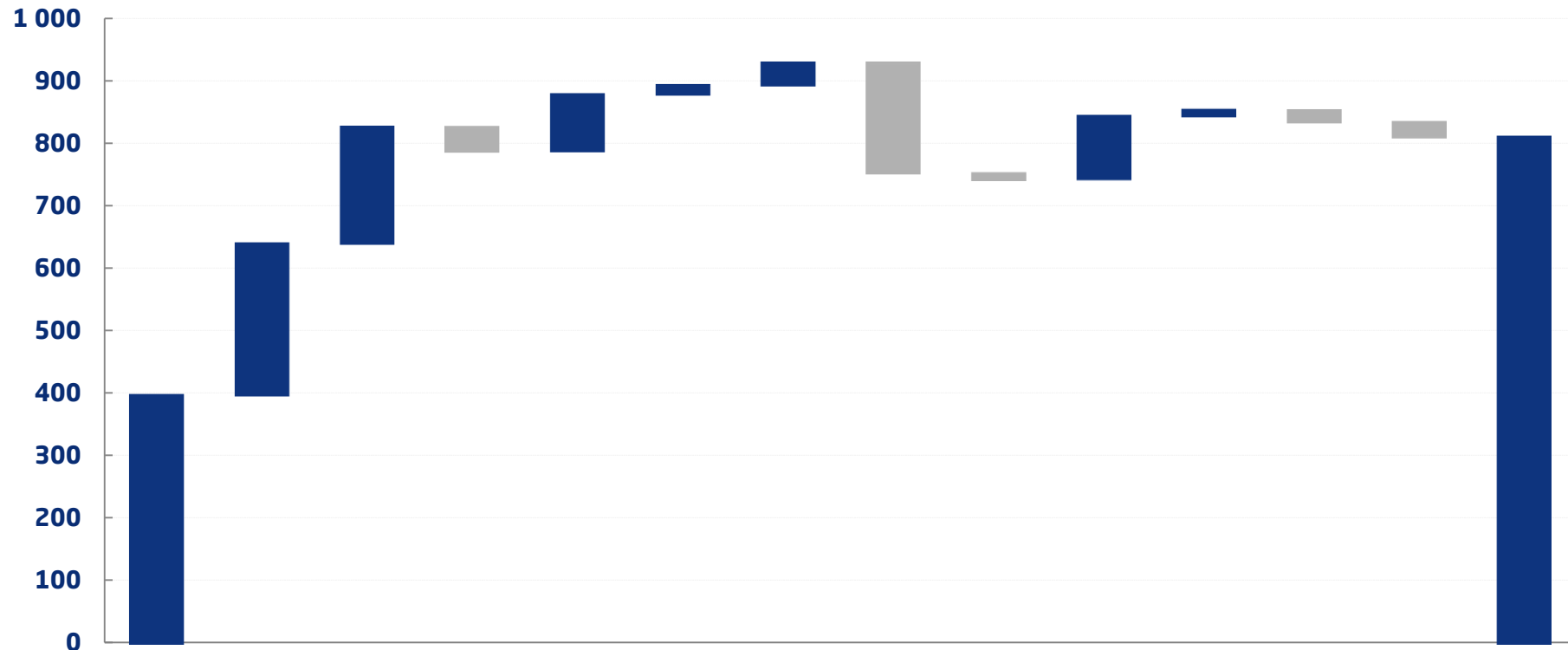
Sprzedaż* (mln PLN)

	I kwartał 2015 r.	I kwartał 2014 r.	I kwartał 2015 r. vs. I kwartał 2014 r.
Przychody, włączając	3.798	3.584	6%
Sprzedaż energii elektrycznej	2.440	2.276	7%
Sprzedaż usług dystrybucyjnych	1.050	1.055	0%
Sprzedaż świadectw pochodzenia energii	6	73	-91%
Koszty w układzie rodzajowym, włączając:	437	387	13%
Amortyzacja	6	5	30%
Zużycie materiałów	2	1	27%
Zużycie energii	1	1	32%
Usługi zewnętrzne	54	42	27%
Podatki i opłaty	285	253	13%
Świadczenia pracownicze	68	61	13%
Pozostałe koszty	21	23	-11%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	20	27	-27%
Koszt własny sprzedaży	3.230	3.079	5%
EBIT	153	148	4%
EBITDA	159	153	4%

*Od I kwartału 2015 r. segment Sprzedaży Detalicznej i segment Obrotu Hurtowego będą prezentowane jako jedna linia biznesowa – segment Obrotu. Poprzednio, segment Sprzedaży Detalicznej i Obrotu Hurtowego były prezentowane odrębnie.

Energetyka konwencjonalna – EBIT w I kwartale 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBIT (mln PLN)

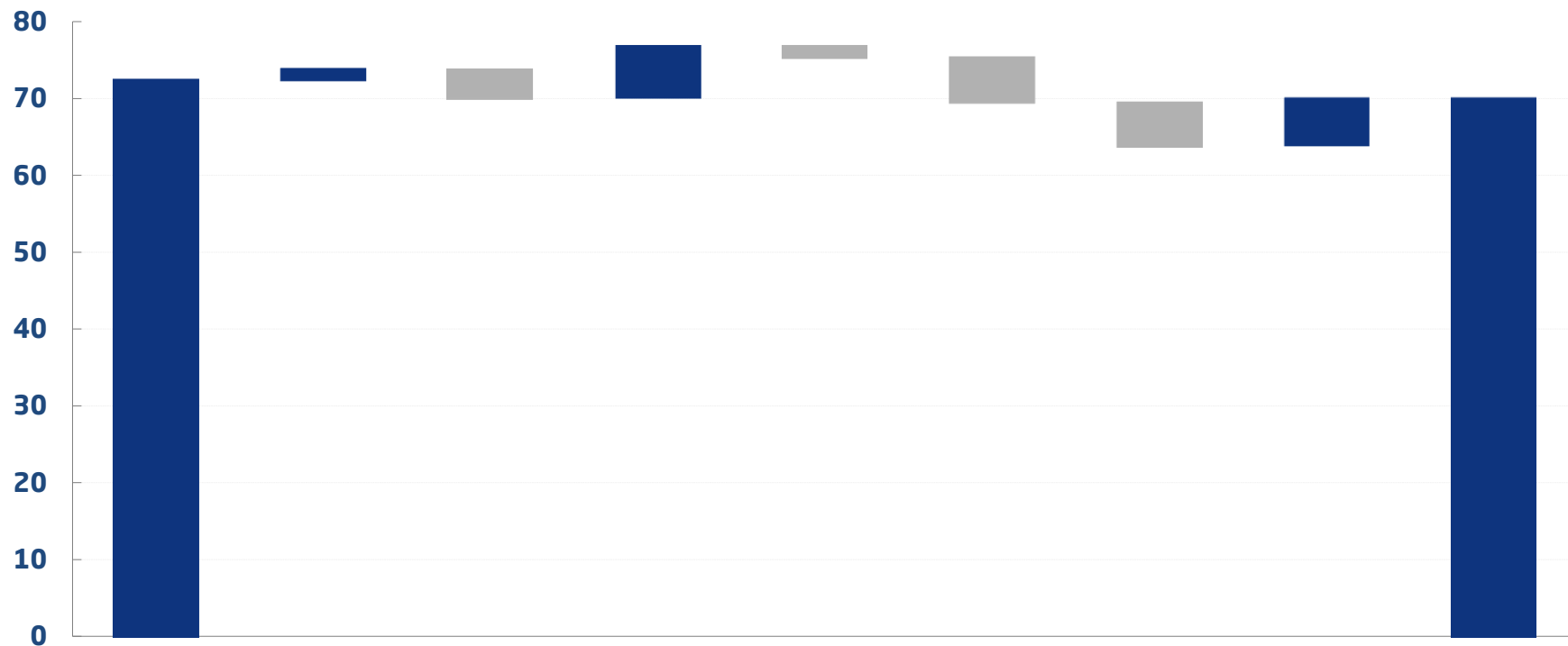


	EBIT Q1'14	Sprzedaż ee ilość	Sprzedaż ee cena	Sprzedaż PM zielone	Sprzedaż PM żółte i czerwone	Sprzedaż ciepła	Węgiel kamienny i transport	Gaz	Biomasa	CO2*	Koszty stałe Elektrownie i elektrociepłownie	Koszty stałe Kopalnie	Pozostałe	EBIT Q1'15
Odchylenie		242	187	-39	90	15	36	-176	-10	100	10	-19	-24	
EBIT Q1'14	398	2 394	2 636	93	0	250	454	20	89	272	694	391	442	
EBIT Q1'15		2 636	2 823	54	90	265	419	196	100	172	683	411	418	810

* W związku z brakiem przydziału należnych spółce darmowych uprawnień do emisji CO2 w I kwartale 2014 r. w kosztach CO2 wyceniono całą emisję okresu. W I kwartale 2015 roku przy kalkulowaniu kosztów CO2 uwzględniono darmowe uprawnienia.

Energetyka odnawialna (mln PLN) – EBIT I kwartał 2015 r.

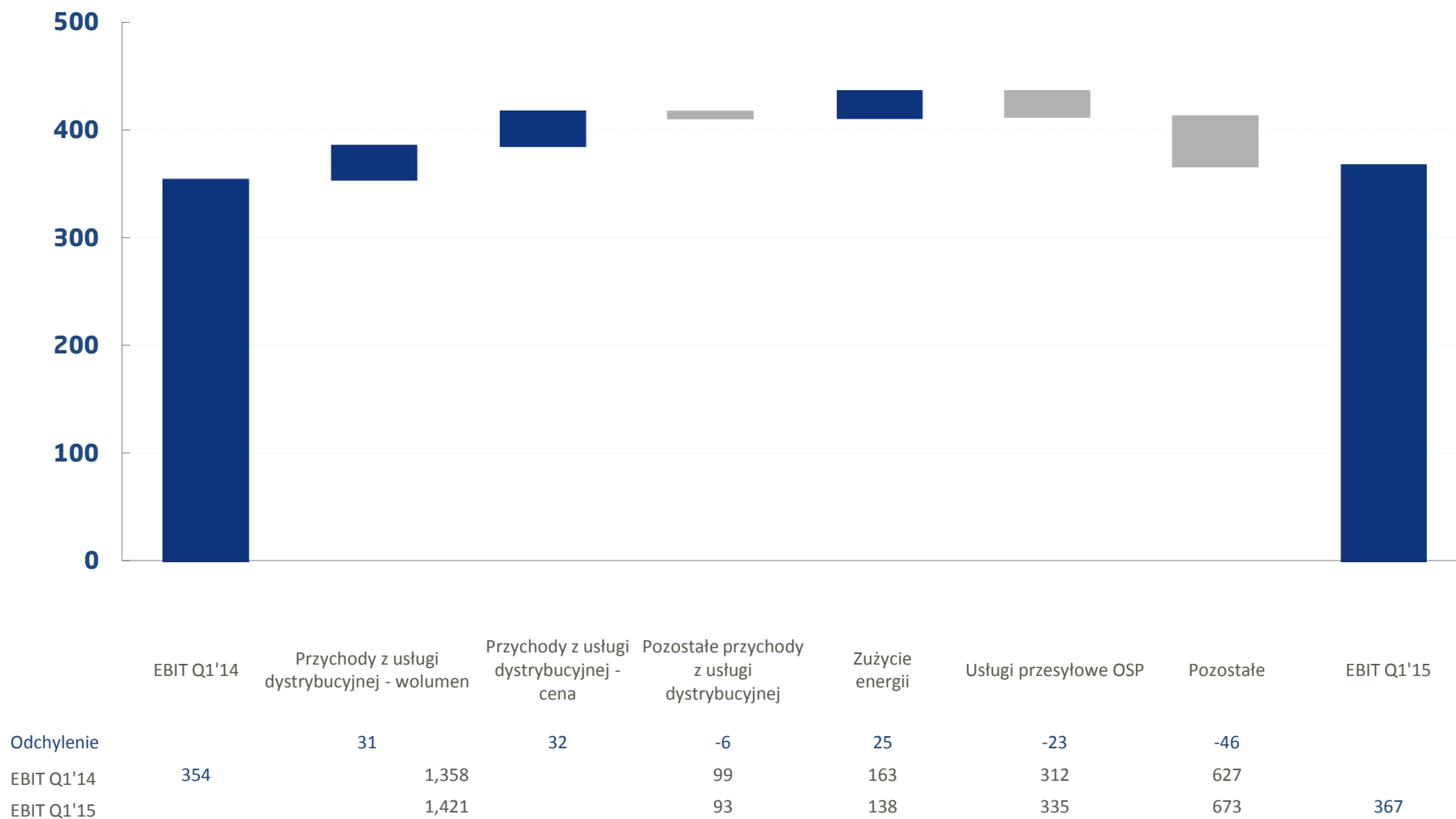
Kluczowe zmiany w EBIT (mln PLN)



	EBIT Q1'14	Sprzedaż ee - wiatr	Sprzedaż praw majątkowych – wiatr	Sprzedaż ee - woda	Sprzedaż praw majątkowych – woda	Przychody z umowy z OSP	Koszty stałe	Pozostałe	EBIT Q1'15
Odchylenie		1	-4	7	-1	-6	-6	7	
EBIT Q1'14	72	39	41	20	20	97	89	57	
EBIT Q1'15		40	37	27	19	91	95	50	70

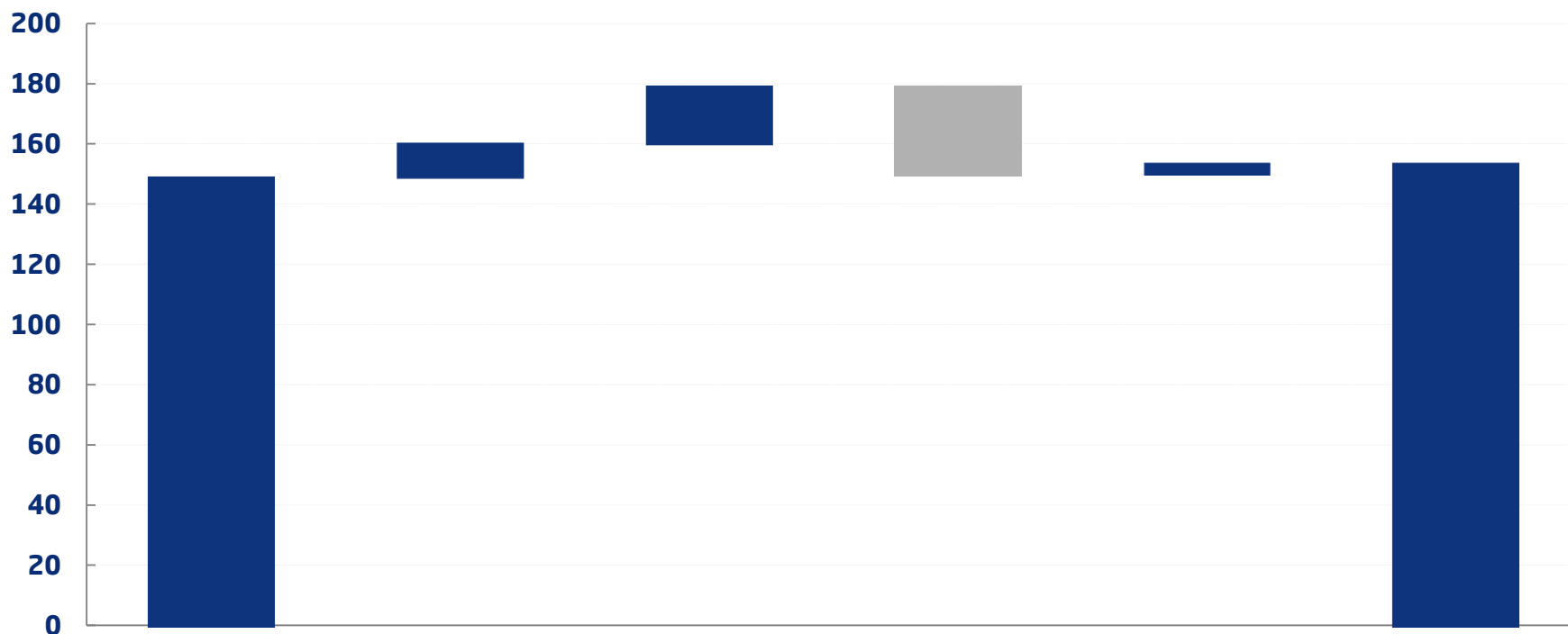
Dystrybucja (mln PLN) – EBIT w I kwartale 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBIT (mln PLN)



Obrót* (mln PLN) – EBIT w I kwartale 2015 r.

Kluczowe zmiany w EBIT (mln PLN)

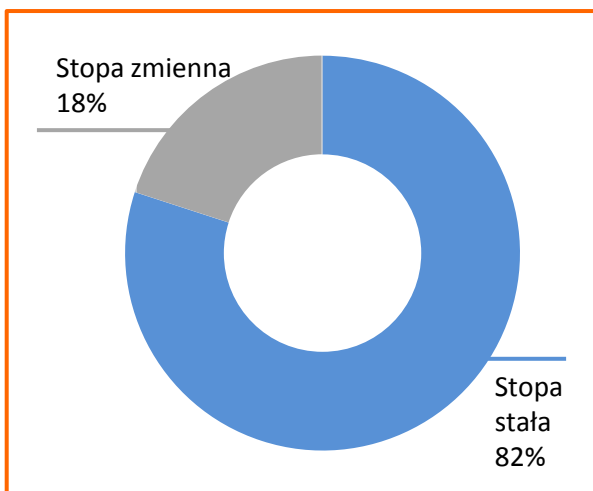


	EBIT Q1'14	Wynik na energii elektrycznej	Usługa zarządzania	Koszty umorzenia praw majątkowych	Pozostałe	EBIT Q1'15
Odchylenie		11	19	-29	3	
EBIT Q1'14	149	407	114	252	120	
EBIT Q1'15		418	133	281	117	153

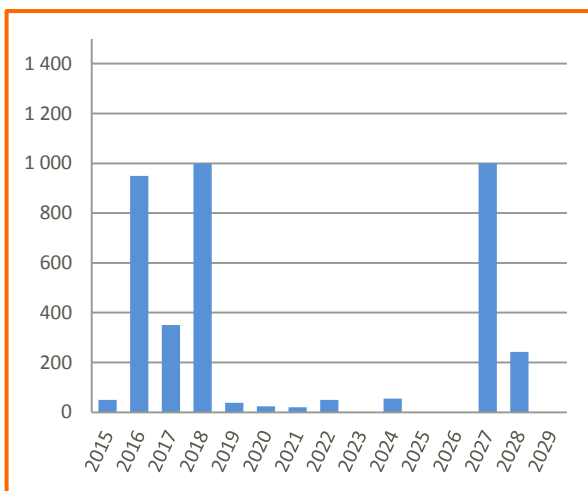
* Od I kwartału 2015 r. segment Sprzedaży Detalicznej i segment Obrotu Hurtowego będą prezentowane jako jedna linia biznesowa – segment Obrotu. Poprzednio, segment Sprzedaży Detalicznej i Obrotu Hurtowego były prezentowane odrębnie.

Struktura długu oraz płynność (stan na 31 marca 2015 r.)

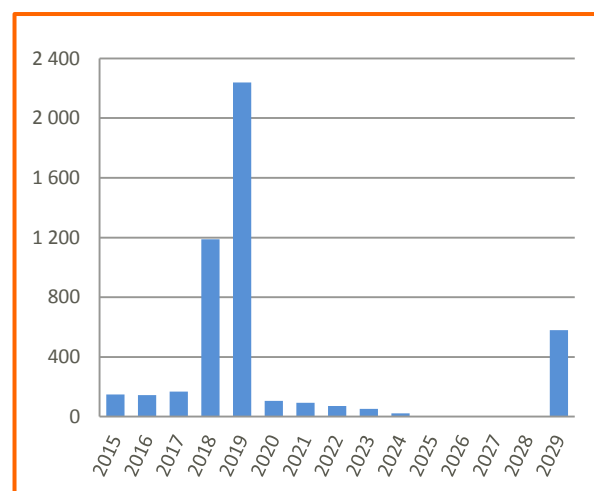
Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)



Dostępne linie kredytowe (mln PLN)



Profil zapadalności długu (rzeczywiste zadłużenie w mln PLN)



Ulokowanie długu w ramach Grupy (rzeczywiste zadłużenie w mln PLN)

Stan na koniec	Finansowanie zewnętrzne		Wewnątrz grupy	
	Grupa	Spółki zależne	Obligacje spółek zależnych kupione przez PGE	Pożyczki PGE od spółek zależnych
grudzień 2014 r.	1.000	3.971	3.873	2.728
marzec 2015 r.	1.000	3.815	4.495	2.728

Emisje w ramach Program Emisji Euroobligacji Średnioterminowych

Kwota	EUR 500,000,000	EUR 138,000,000
Okres	5 lat	15 lat
Zapadalność	9 czerwca 2019 r.	1 sierpnia 2029 r.
Kupon	1,625% rocznie	3% rocznie
Rating	BBB+ (Fitch); Baa1 (Moody's)	BBB+ (Fitch)
Kod ISIN	XS1075312626	XS1091799061

Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

... komfortową
pozycję w zakresie
płynności

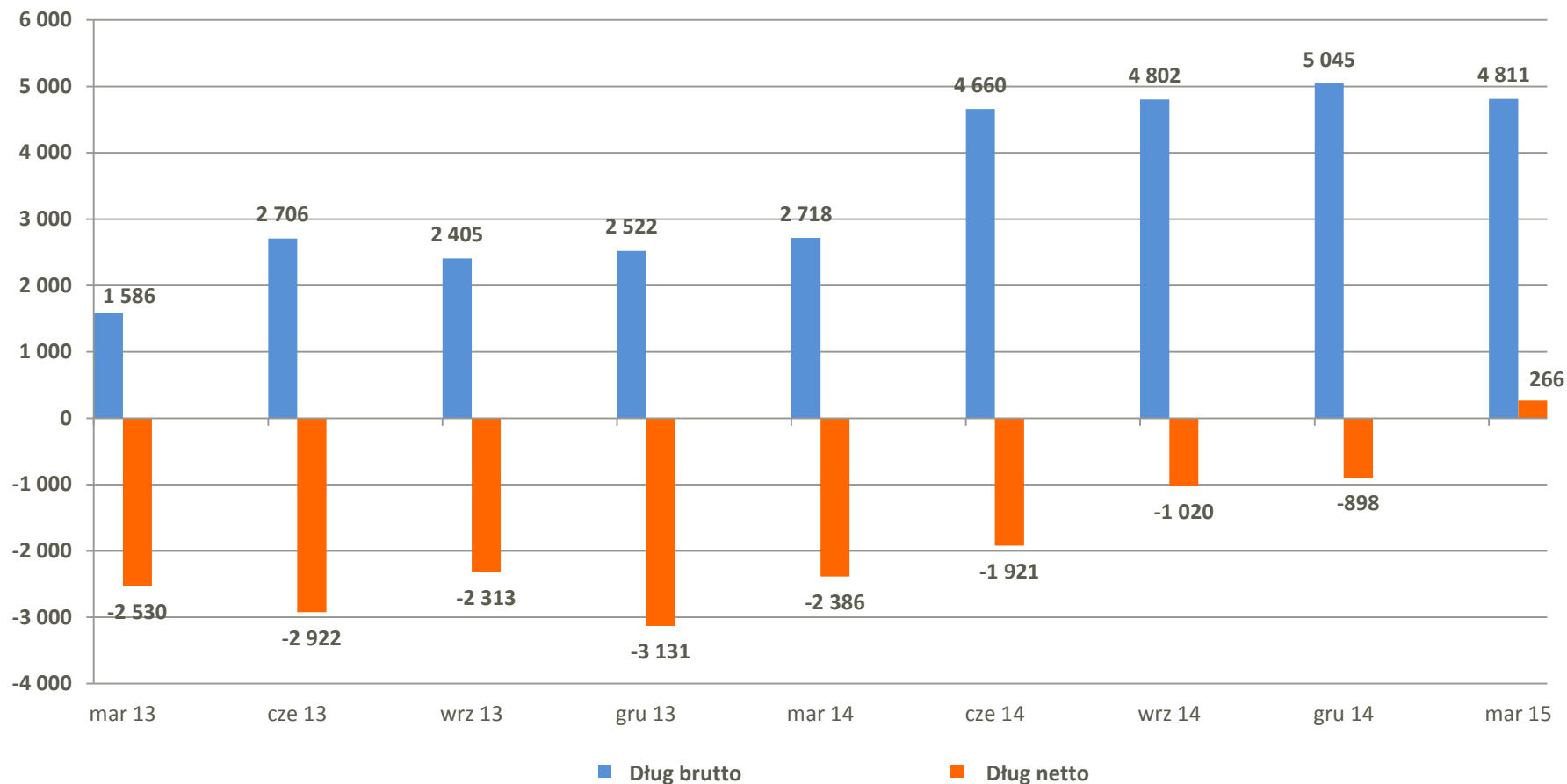
	I kwartał 2015 r.	Rok 2014
Zadłużenie brutto (mln PLN)	4.811	5.045
Zadłużenie netto (mln PLN)	266	(898)
Dług netto/12M EBITDA	0,03x	-0,11x
Dług netto/Kapitał własny	0,01x	-0,02x

silną pozycję
finansową
potwierdzoną przez
agencje ratingowe

	Moody's	Fitch
Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1	BBB+
Perspektywa ratingu	stabilna	stabilna
Data nadania ratingu	2 września 2009 r.	2 września 2009 r.
Data ostatniego potwierdzenia ratingu		23 maja 2014 r.
Rating niezabezpieczonego zadłużenia		BBB+
Data ostatniej zmiany ratingu	26 maja 2014 r.	4 sierpnia 2011 r.
Data ostatniego potwierdzenia ratingu		23 maja 2014 r.
Długoterminowy rating krajowy spółki		AA- (pol)
Data nadania ratingu		10 sierpnia 2012 r.
Data ostatniego potwierdzenia ratingu		23 maja 2014 r.

Zadłużenie w kolejnych kwartałach

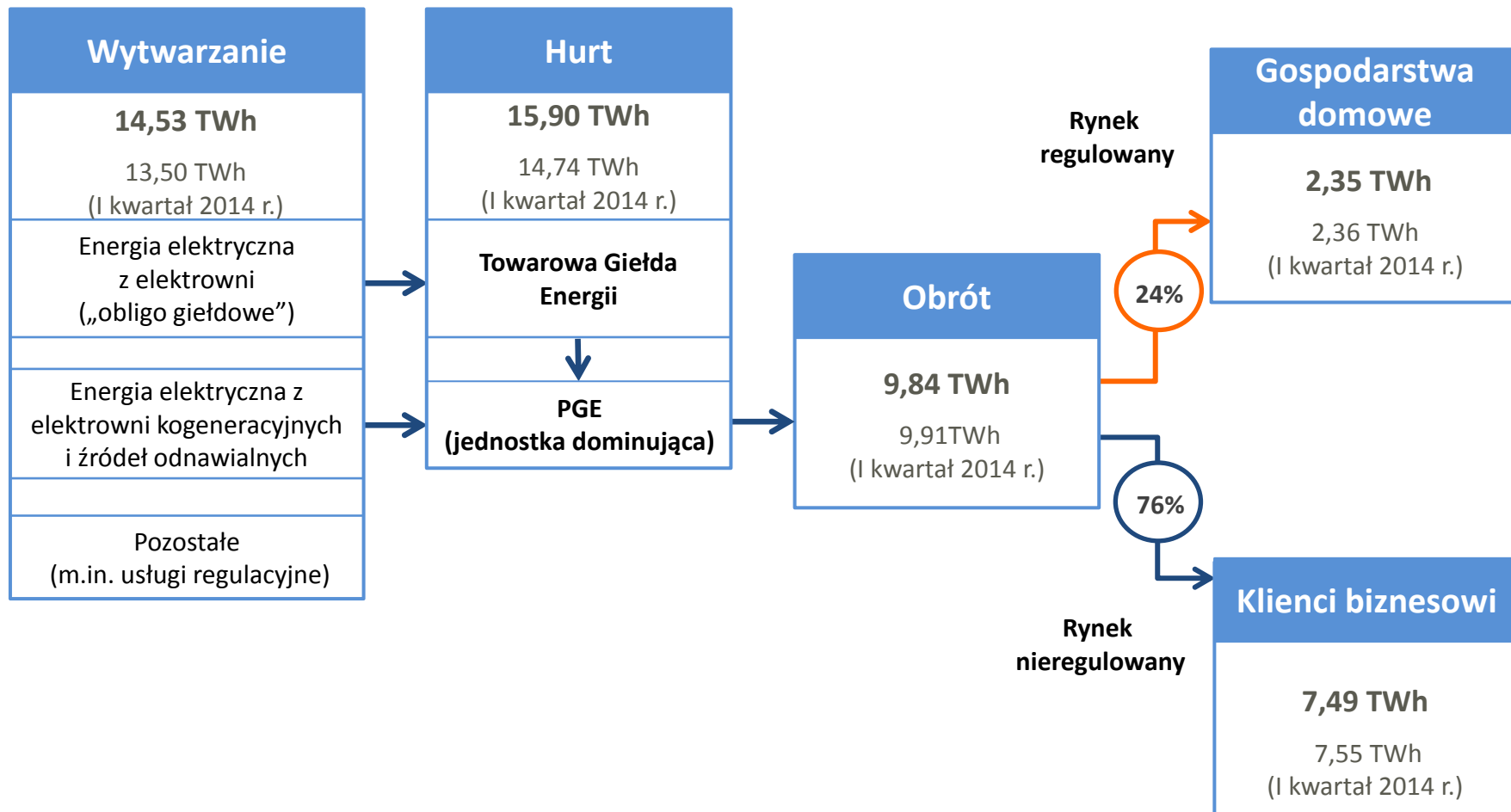
Zadłużenie brutto i netto (mln PLN)



Długoterminowe zadłużenie jest zaciągane głównie przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (jednostkę dominującą) oraz PGE Sweden AB (szwedzką spółkę specjalnego przeznaczenia emitującą euroobligacje). PGE GiEK (spółka z segmentu energetyka konwencjonalna) posiada również pewne zadłużenie w postaci historycznie zaciągniętych pożyczek inwestycyjnych.

Główne przepływy biznesowe w I kwartale 2015 r.

Główne przepływy biznesowe (ilustracyjnie)



Uprawnienia do emisji CO₂ - regulacje i rozliczenia

Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

- Począwszy od 2013 jedynie uprawnienia emisyjne na produkcję ciepła są przyznawane nieodpłatnie.
- Uprawnienia do emisji CO₂ z produkcji energii elektrycznej są przyznawane nieodpłatnie pod warunkiem realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w Krajowym Planie Inwestycyjnym.

Standardy księgowe

- Wszystkie otrzymane darmowe uprawnienia są rozpoznawane w ich wartości nominalnej – zero.
- Rezerwa na uprawnienia do emisji CO₂ jest zawiązywana w odniesieniu do ich aktualnego niedoboru w danym okresie.
- Poniesione koszty widoczne w rachunku zysków i strat w pozycji podatki i opłaty.

Rozliczenia uprawnień do emisji w 2015 r.

- W I kwartale 2015 r. instalacje PGE wyemitowały 15,14 mln ton CO₂
- Całkowite koszty PGE związane z emisją CO₂ w I kwartale 2015 r. wyniosły 172 mln zł.
- W kwietniu 2015 r., jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości 29 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2014 r. oraz 1 mln ton na produkcję ciepła w 2015 r.
- Również w kwietniu 2015 r., PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2014 (tzn. PGE umorzyła uprawnienia opowiadające emisji z 2014 r.).

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej – nota 7, I kw. 2015 skonsolidowane SF

	EUA		CER/ERU		Razem wartość
	Ilość (mln)	Wartość (mln PLN)	Ilość (mln)	Wartość (mln PLN)	(mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2014 r.	59	1.404	-	-	1.404
Zakup	33	829	3	2	831
Przyznane nieodpłatnie	34	-	-	-	-
Umorzenie	-61	-683	-	-	-683
Pozostałe zmiany	3	2	-3	-2	-
Stan na dzień 1 stycznia 2015 r.	68	1.552	-	-	1.552
Zakup	-	13	-	-	13
Przyznane nieodpłatnie	-	-	-	-	-
Umorzenie	-	-	-	-	-
Pozostałe zmiany	-	-	-	-	-
Stan na dzień 31 marca 2015 r.	68	1.565	-	-	1.565

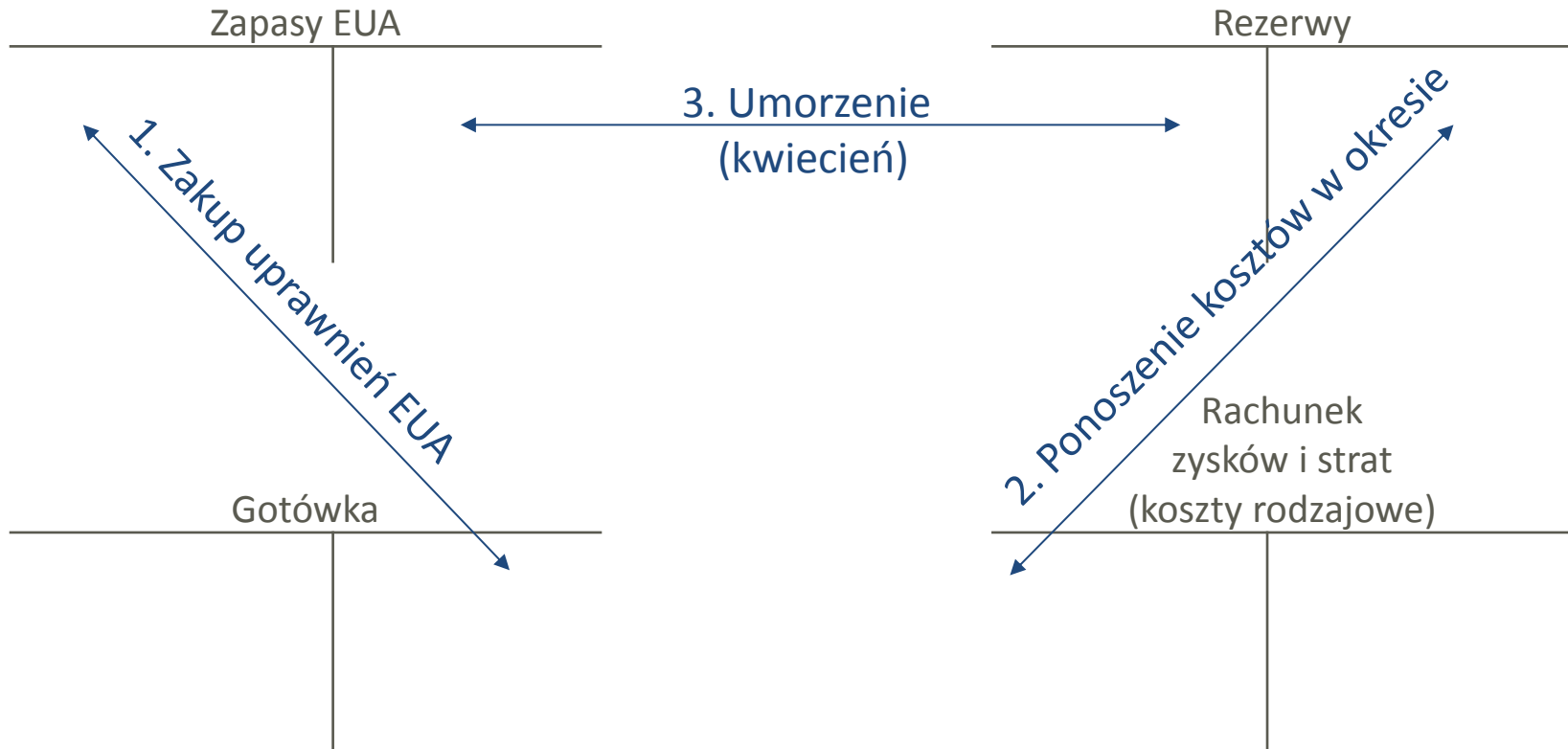
Rezerwy na zakup uprawnień do emisji CO₂ – nota 11, I kw. 2015 r. skonsolidowane SF (mln PLN)

Stan na dzień 1 stycznia 2015 r.	676
Umorzenie	-
Rozwiązanie rezerwy	-
Utworzone rezerwy w I kw. 2015 r.	172
Stan na 31 marca 2015 r.	848

Wpływ na rachunek zysków i strat (mln PLN) – ilustracja

	Rok 2014
Koszty według rodzaju	4.218
Podatki i opłaty	761

EUA – schemat księgowania



1. Zakup uprawnień EUA nie jest bezpośrednio kosztem, jest jedynie wymianą aktywów. Zaangażowane konta: gotówka i zapasy.
2. Zawiązywanie rezerwy jest procesem rozpoznawania kosztu.
3. Umorzenie jest procesem rozliczania. Jest to zużycie aktywów (zapasu uprawnień EUA) w procesie rozliczenia z Regulatorem.

Rekompensaty KDT – aktualny status sporów sądowych

Jednostki wytwórcze z GK PGE są w sporze z prezesem URE w sprawie rekompensat kosztów osieroconych za lata 2008-2010.

Rekompensaty z tytułu kosztów osieroconych za lata 2011-2013 nie podlegają sporom sądowym.

Status spraw sądowych:

Rok	Elektrownia Opole	Elektrownia Turów	Elektrociepłownia Gorzów	Elektrociepłownia Rzeszów	Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	Elektrownia ZEDO
2008	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*
2009	Sprawa zamknięta	Sprawa zamknięta	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*	Werdykt SOKiK*	Sprawa w Sądzie Najwyższym*
2010	Werdykt SOKiK**	Sprawa zamknięta ***	Nie dotyczy	Sprawa zamknięta ***	Sprawa zamknięta ***	Sprawa zamknięta ***

* Przypadki zależne od werdyktu Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej

** Apelacja PGE GiEK S.A. częściowo dozwolona, zarówno PGE GiEK jak i Prezesowi URE przysługuje prawo do wniesienia odwołania do Sądu Apelacyjnego

*** Jeden wyrok łącznie dla PGE GiEK S.A. jako prawnego następcy połączonych spółek z segmentu energetyki konwencjonalnej

	Sprawa zamknięta - korzystny prawomocny wyrok
	Przypadek nie podlegający rekompensatom KDT
	Wyrok sądu apelacyjnego korzystny dla PGE, kasacja złożona przez URE do Sądu Najwyższego
	Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów - korzystny prawomocny wyrok

mIn PLN	2011 r.	2012 r.	2013 r.	2014 r.
Rezerwa na spory sądowe w sprawie rekompensat KDT za lata 2008-2010	(1.038)			
Rozwiązanie rezerwy na podstawie prawnie wiążących wyroków	-	200	337	246
Nierozliczone spory dot. KDT - łączna wartość	255			

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Rynek krajowy

Instytucja	Analityk
• BOŚ	• Michał Stalmach
• BRE Bank	• Kamil Kliszczyński
• BZ WBK	• Paweł Puchalski
• Citigroup	• Piotr Dzięciołowski
• Deutsche Bank	• Tomasz Krukowski
• Erste Group	• Tomasz Duda
• JP Morgan	• Michał Kuzawiński
• PKO BP	• Stanisław Ozga
• Societe Generale	• Bartłomiej Kubicki
• UBS	• Michał Potyra
• UniCredit CAIB	• Flawiusz Pawluk

Rynek zagraniczny

Instytucja	Analityk
• Goldman Sachs	• Fred Barasi
• HSBC	• Dmytro Konovalov
• Merrill Lynch	• Denis Derushkin
• Morgan Stanley	• Igor Kuzmin
• Raiffeisen Centrobank	• Teresa Schinwald
• Wood & Company	• Bram Buring

Biuro Relacji Inwestorskich

Dyrektor Biura Relacji Inwestorskich



Jakub Frejlich

Tel: (+48 22) 340 10 32

Mob: +48 695 883 902

Zespół Relacji Inwestorskich



Krzysztof Dragan

Tel: (+48 22) 340 15 13

Mob: +48 601 334 290



Filip Osadczuk

Tel: (+48 22) 340 12 24

Mob: +48 695 501 370



Małgorzata Babska

Tel: (+48 22) 340 13 36

Mob: 661 778 955



Bernard Gaworczyk

Tel: (+48 22) 340 12 69

Mob: 661 778 760



Zastrzeżenie

Niniejsza prezentacja została przygotowana przez Zarząd PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (dalej „Spółkę” lub „PGE”) oraz inne jednostki. Niniejsza prezentacja nie stanowi rekomendacji, oferty czy zachęty do sprzedaży lub zakupu papierów wartościowych Spółki, ani spółek zależnych, w żadnej jurysdykcji. Żadna część niniejszej prezentacji, ani fakt jej dystrybuowania nie powinien tworzyć podstawy, ani wiązany z jakąkolwiek decyzją inwestycyjną, kontraktem czy zobowiązaniem.

Działamy w sektorze dla którego trudno jest uzyskać precyzyjne informacje branżowe i rynkowe. Dane rynkowe i branżowe oraz prognozy i stwierdzenia użyte w niniejszej prezentacji dotyczące rynkowej pozycji PGE oparte są na założeniach, które uważamy za rozsądne i pochodzą z naszych wewnętrznych badań i analiz, wykonanych na nasze zamówienie przez podmioty zewnętrzne lub z publicznych źródeł i powszechnie dostępnych publikacji takich jak prasa.

Niniejsza prezentacja ani żadne materiały dystrybuowane wraz z tą prezentacją nie są adresowane, ani przeznaczone do użytku przez obywateli lub rezydentów żadnego stanu, kraju czy jurysdykcji, gdzie taka dystrybucja, publikacja, udostępnienie lub użycie byłoby sprzeczne z prawem, regulacją lub podlegało rejestracji bądź licencjonowaniu.

Prezentacja zawiera zwroty dotyczące przyszłości. Te zwroty zawierają słowa „antycypować”, „wierzyć”, „zamierzać”, „szacować”, „oczekiwać” oraz wyrazy bliskoznaczne. Wszystkie określenia inne niż informacje historyczne zawarte w niniejszej prezentacji, dotyczące m.in. finansów Spółki, strategii biznesowej, planów i celów Zarządu (także planów rozwoju i celów odnośnie produktów i usług) są zwrotami dotyczącymi przyszłości.

Zwroty dotyczące przyszłości wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością i innymi czynnikami, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki Spółki będą istotnie różne od tych o których była mowa w zwrotach dotyczących przyszłości. Zwroty dotyczące przyszłości oparte są na wielu założeniach dotyczących bieżącej i przyszłej strategii biznesowej oraz otoczenia, w którym Spółka będzie działała w przyszłości. Oświadczenia dotyczące przyszłości mają zastosowanie wyłącznie w dacie ich publikacji. Spółka nie bierze na siebie odpowiedzialności za aktualizację i rewizję zawartych tutaj zwrotów dotyczących przyszłości, tak aby odzwierciedlić zmiany w oczekiwaniach Spółki, zmiany w otoczeniu i w warunkach w oparciu o które zwroty dotyczące przyszłości zostały sformułowane.

Spółka uprzedza, że zwroty dotyczące przyszłości nie są gwarancjami przyszłych wyników, zaś faktyczna pozycja finansowa czy strategia biznesowa, plany i cele operacyjne zarządu mogą być istotnie różne niż te sugerowane, w zwrotach dotyczących przyszłości z niniejszej prezentacji. Ponadto nawet jeśli pozycja finansowa czy strategia biznesowa, plany i cele operacyjne zarządu są zgodne z tymi ze zwrotów dotyczących przyszłości z niniejszej prezentacji, nie są one wskazówkami co do przyszłych wyników i rozwoju. Spółka nie bierze na siebie żadnej odpowiedzialności za weryfikowanie, potwierdzanie czy rewidowanie publicznie jakichkolwiek zwrotów dotyczących przyszłości w celu uwzględnienia wydarzeń czy okoliczności, które nastąpią po dacie publikacji.