

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2018

15 maja 2018 roku



Agenda

- ✓ **Henryk Baranowski – Prezes Zarządu**
 - Podsumowanie kwartału
 - PGE w procesie zmiany
 - Inwestycje
- ✓ **Emil Wojtowicz – Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych**
 - Sytuacja na rynku energii elektrycznej
 - Wyniki finansowe
 - Wyniki operacyjne
 - Perspektywy na rok 2018



Główne wydarzenia



Henryk Baranowski

Prezes Zarządu



Przegląd I kwartału 2018

Wyniki finansowe

- EBITDA: **2,2 mld PLN** (+14%)
- Operacyjny cash flow: **1,7 mld PLN** (+3%)
- Zysk netto: **1,0 mld PLN** (+2%)

Wyniki operacyjne

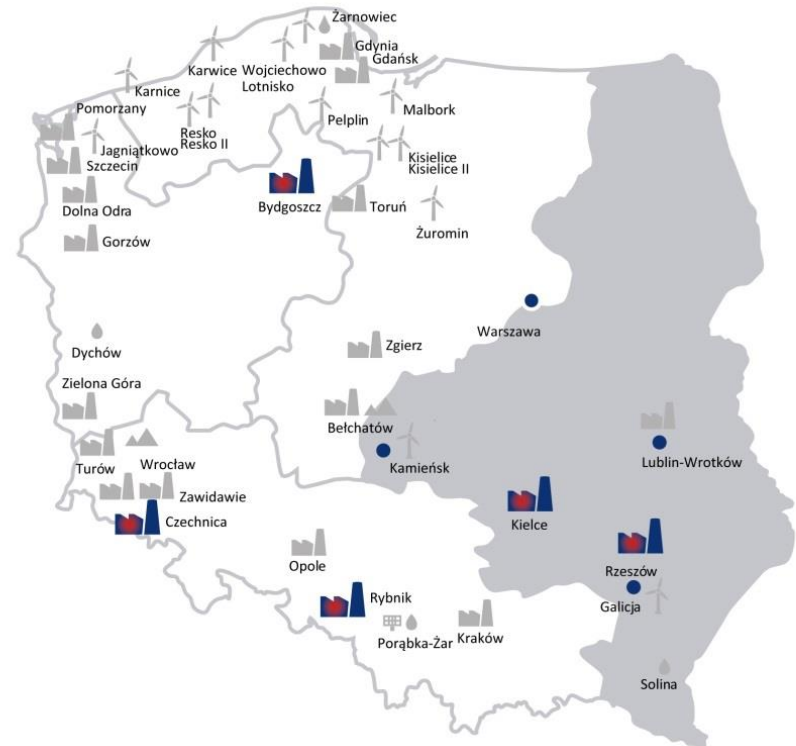
- Produkcja: **17,7 TWh** (+18%)
- Dystrybucja: **9,2 TWh** (+3%)
- Sprzedaż: **10,5 TWh** (+5%)
- Sprzedaż ciepła: **23,5 PJ** (+198%)

PGE w procesie zmiany

W obliczu wyzwań kreujemy odpowiedzialną energetykę jutra

- **Realizacja Strategii Ciepłownictwa**

- Integracja nabytych aktywów w ramach Grupy PGE
- Budowa ITPOE w Rzeszowie
- Plany inwestycyjne w obecnych lokalizacjach:
 - Czechnica
 - Bydgoszcz
 - Kielce
 - Rybnik



Projekty strategiczne Grupy PGE



Projekt Opole II – budowa bloków o mocy 1.800 MW

Zaawansowanie projektu:

Ogólne zaawansowanie prac – ok. 91%

Kamienie milowe w I kw. 2018 roku:

Kontynuacja prac na placu budowy: blok 5 - kontynuacja rozruchu zimnego/ blok 6 - kontynuacja prac instalacyjnych na kotle, dalsze prace montażowe w zakresie układów pomocniczych

Dotychczas poniesione nakłady inwestycyjne:

ok. 8,4 mld PLN z 11 mld PLN na projekt (budżet netto)



Projekt Turów – budowa bloku o mocy 490 MW

Zaawansowanie projektu:

Zaawansowanie prac na terenie budowy ok. 56%

Kamienie milowe w I kw. 2018 roku:

Po zimie wznowiono wznoszenie płaszcza chłodni kominowej
Trwa montaż urządzeń głównych oraz układów pomocniczych (instalacja odsiarczania spalin oraz układ nawęglania)

Dotychczas poniesione nakłady inwestycyjne:

ok. 1,6 mld PLN z 4 mld PLN na projekt (budżet netto)

Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



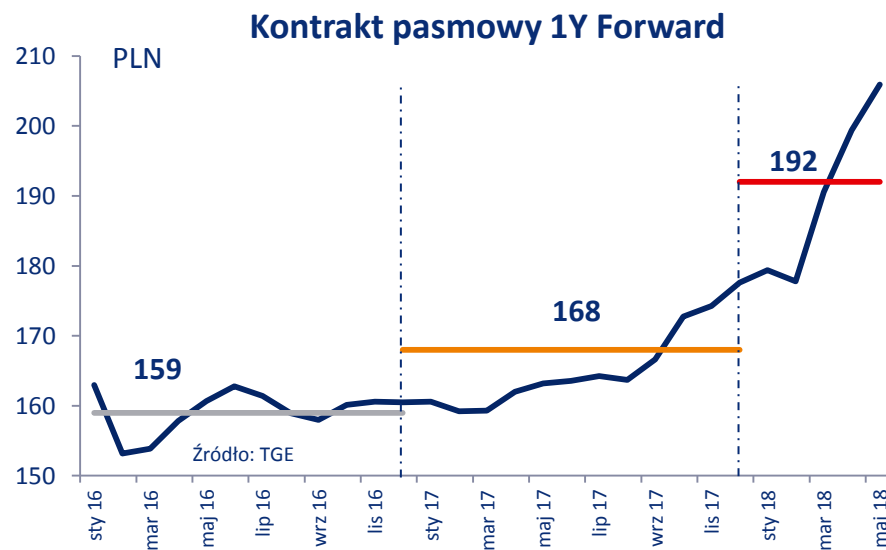
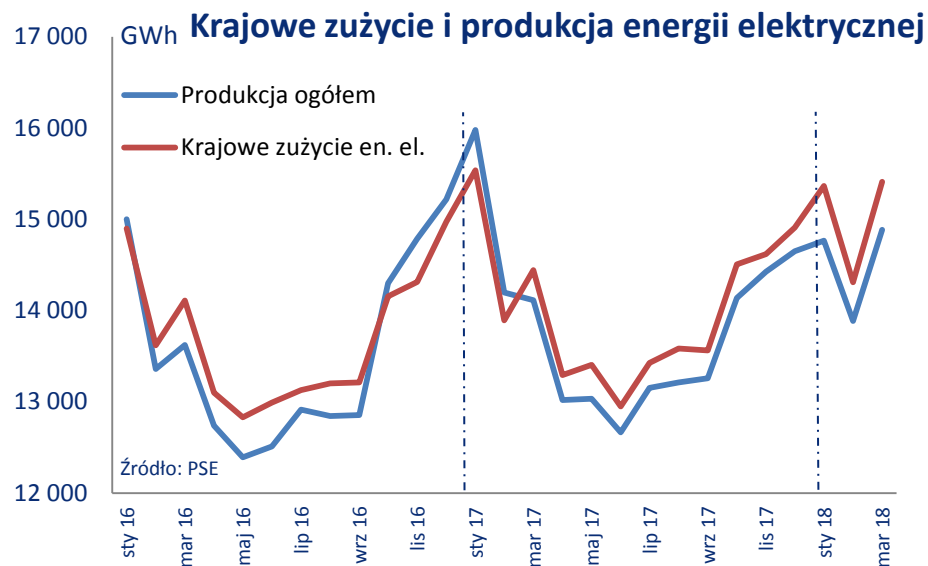
Emil Wojtowicz

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

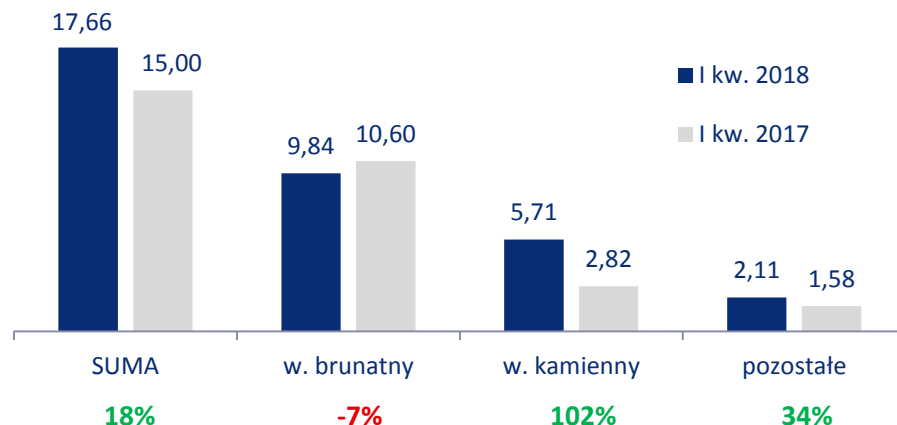
Dynamiczny wzrost cen

- Wzrost zużycia r/r **+2,8%** (I kw.)
- Spadek produkcji r/r **-1,7%** (I kw.)
- **Odwrócenie bilansu przepływów transgranicznych - nadwyżka importu:**
1,5 TWh vs. -0,4 TWh w 2017 (przepływy fizyczne)
- Dynamiczny wzrost od marca (średnia I kw. 186 PLN/MWh, a w II kw. już 207 PLN/MWh)
- Średnioroczna cena dostawy na 2019 rok **~192 PLN/MWh**
- Wzrost cen jako efekt rosnących cen CO₂, relacji EUR/PLN oraz wzrostu cen węgla kamiennego
- Średnia cena zrealizowana przez Energetykę Konwencjonalną PGE w 2018 roku: **172 PLN/MWh** (173 PLN/MWh wraz z nabytymi aktywami)



Wolumen produkcji wg paliw – I kw. 2018 r/r

TWh



↓ **Węgiel brunatny:** większe o 1500 godzin obciążenie remontowe El. Bełchatów (bloki 2 i 6) oraz większe o 1700 godzin obciążenie remontowe El. Turów (bloki 2 i 6)

↑ **Węgiel kamienny:** ujęcie nabytych elektrociepłowni (Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Czechnica) +1,41 TWh oraz Elektrowni Rybnik +1,22 TWh

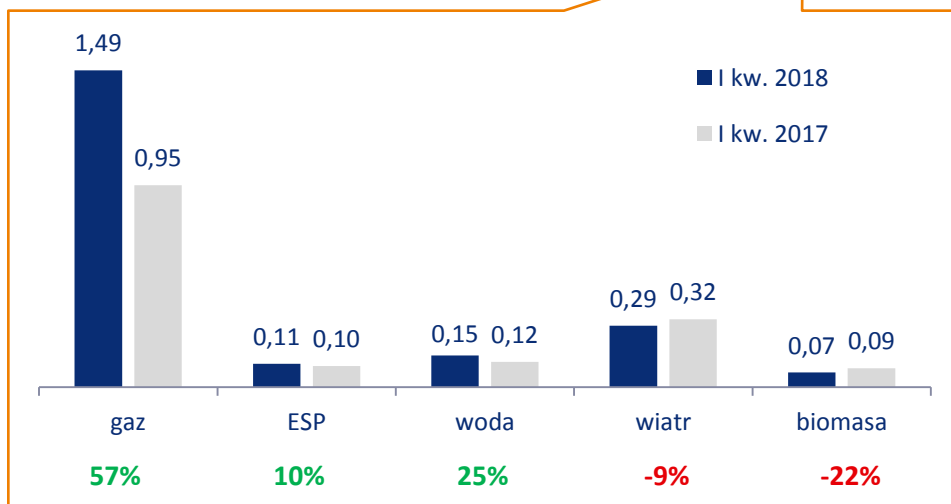
↑ **Gaz ziemny:** ujęcie nabytych elektrociepłowni (EC Toruń, EC Zielona Góra, EC Zawidawie) +0,53 TWh

↑ **ESP:** większe zapotrzebowanie PSE

↑ **Woda:** korzystne warunki hydrologiczne

↓ **Wiatr:** mniej korzystne warunki pogodowe

↓ **Biomasa:** ekonomika współspalania



Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
EBITDA	2 214	1 948	14%
EBITDA powtarzalna	2 202	1 880	17%
EBIT	1 315	1 201	9%
EBIT powtarzalny	1 345	1 140	18%
Zysk netto dla akcjonariuszy	935	964	-3%
Zysk netto dla akcjonariuszy bez odpisów	969	970	0%
Zysk na akcję	0,50	0,52	-4%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,52	0,52	0%

 Wzrost wyniku EBITDA powtarzalna jest przede wszystkim skutkiem akwizycji aktywów PGE Energia Ciepła:

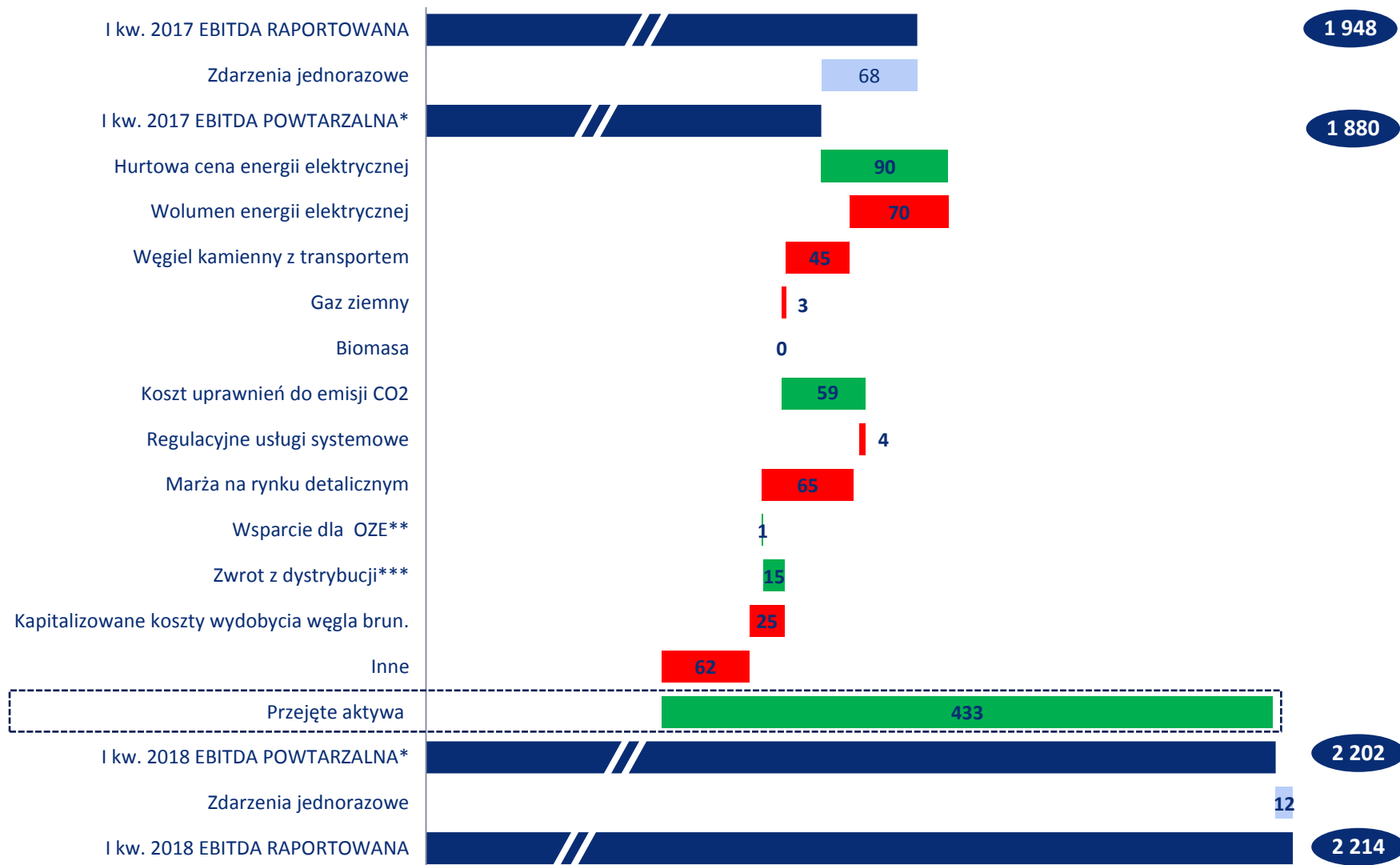
- dodatkowy wolumen produkcji energii **+3,2 TWh**
- dodatkowy wolumen sprzedanego ciepła **+15,2 PJ**
- dodatkowa skonsolidowana EBITDA powtarzalna **433 mln PLN** (bez KDT w EC Zielona Góra 14 mln PLN)

 Raportowany zysk netto niższy r/r ze względu na mniejsze przychody finansowe (Δ 99 mln PLN), większy podatek dochodowy (Δ 55 mln PLN) oraz większy udział akcjonariuszy mniejszościowych (Δ 52 mln PLN).

[mln PLN]	31.03.2018	31.12.2017	Δ k/k	31.03.2018	31.03.2017	Δ r/r
Zadłużenie netto	7 740	7 579	161	7 740	5 214	2 526

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

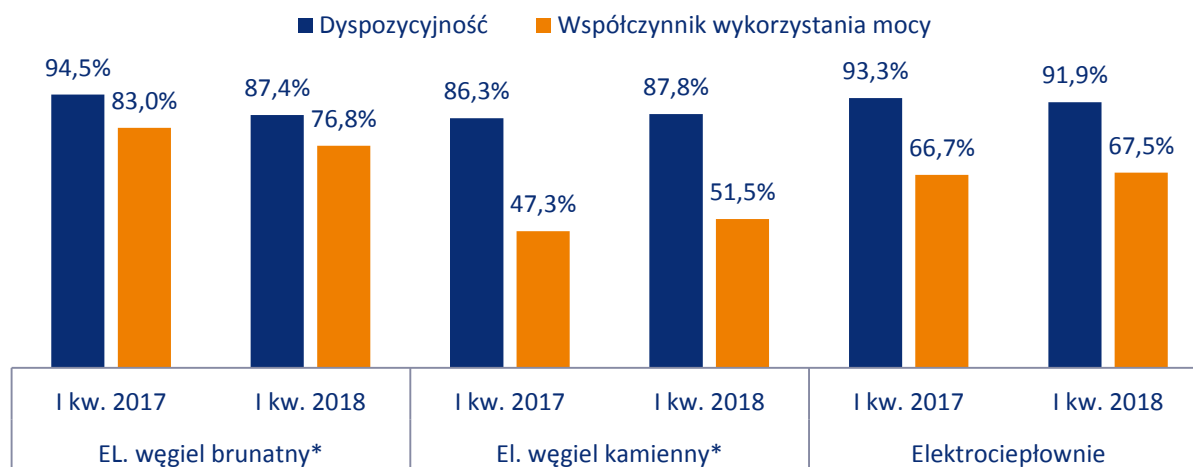
mIn PLN



* Z wyłączeniem znaczących jednorazowych zdarzeń ** Zielone i błękitne certyfikaty *** Zawiera koszt różnicy bilansowej

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Wykorzystanie aktywów opartych o węgiel kamienny

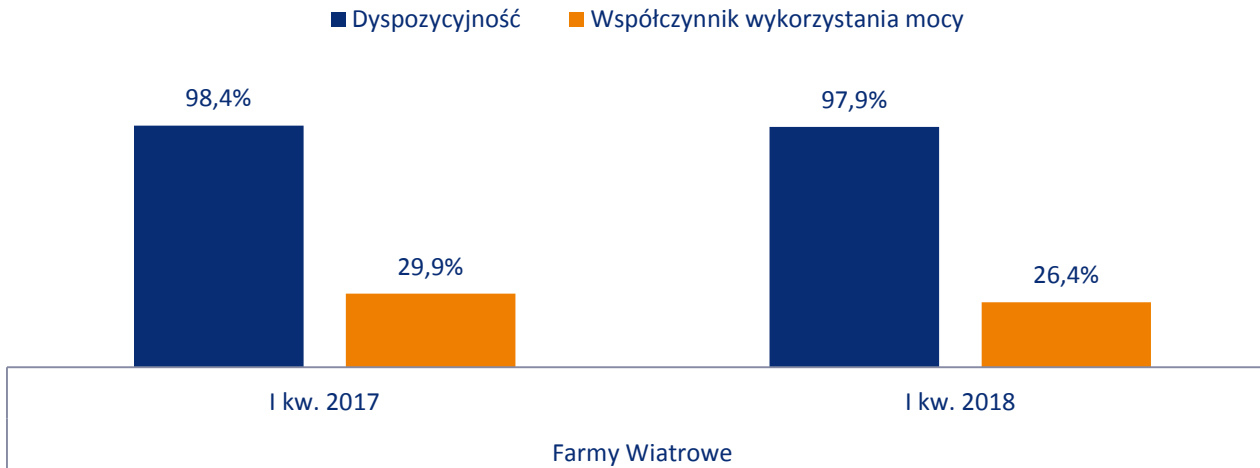


- Niższa dyspozycyjność i obciążenie na węglu brunatnym ze względu na remonty w Bełchatowie i Turowie
- Lepsze wykorzystanie elektrowni Opole - na poziomie powyżej 60%

* Bez uwzględniania bloków nr 1-2 w Elektrowni Dolna Odra (interwencyjna rezerwa zimna) oraz bloku nr 1 w Bełchatowie i bloków nr 1-2 w Rybniku (pracujących w rezerwie szczytowej)
Rok 2017 uwzględnia pro forma dyspozycyjności i wykorzystanie mocy przejętych aktywów

Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Słabsza wietrzność

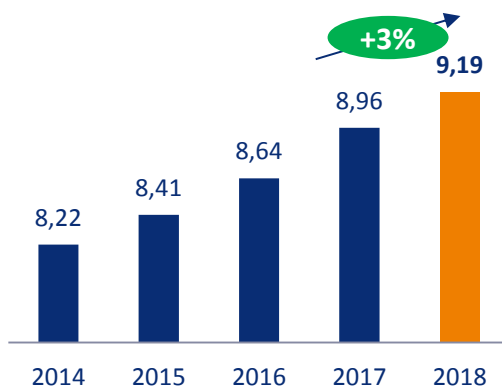


- Zmienne warunki wietrzności - dobry styczeń, bardzo słaby luty
- Niższa dyspozycyjność w związku z wyższą awaryjnością

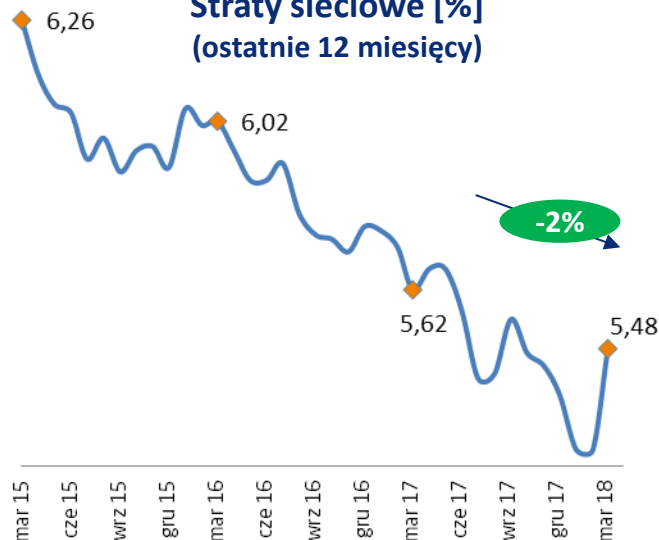
14 Aktywa dystrybucyjne

Powrót na właściwe tory

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)
I kwartał

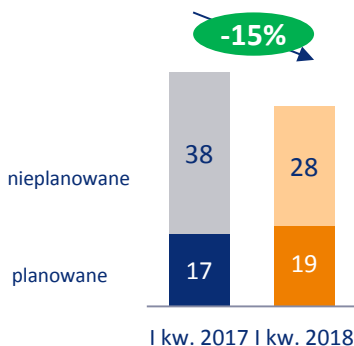


Straty sieciowe [%]
(ostatnie 12 miesięcy)

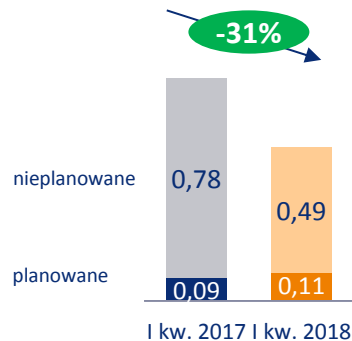


- Systematyczny wzrost dystrybuowanego wolumenu spójny z krajowym wzrostem konsumpcji
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

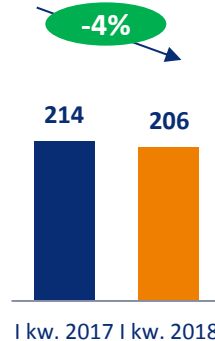
SAIDI* (min.)



SAIFI* (szt.)



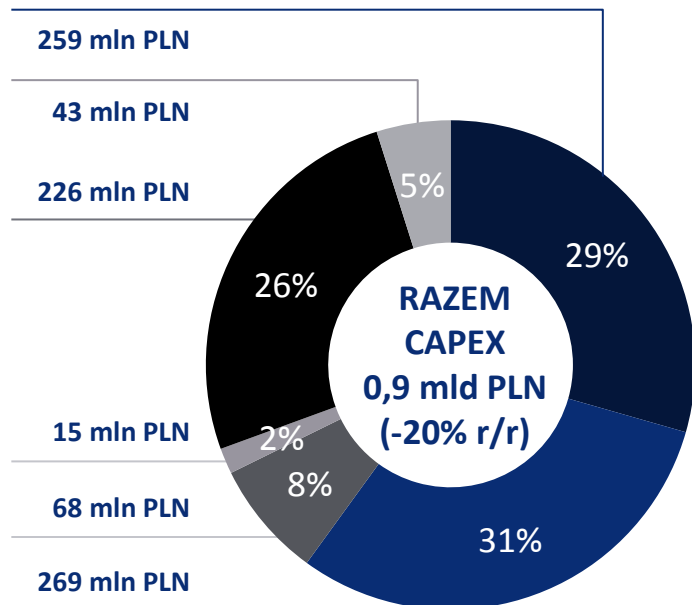
Czas przyłączenia (dni)



- Wykonanie celów jakościowych SAIDI i SAIFI na poziomie ok. 20% celu rocznego
- Konsekwentna poprawa czasu przyłączenia

*SAIDI i SAIFI zgodnie z metodologią URE bez niskich napięć

15 Nakłady inwestycyjne



Wytwarzanie konwencjonalne
Dystrybucja

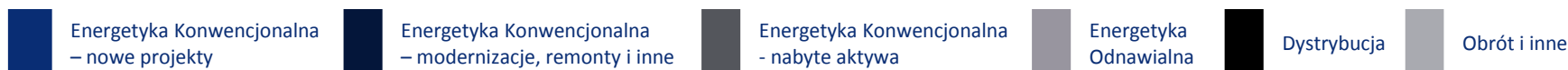
Kluczowe projekty	CAPEX w I kw. 2018
Elektrownia Opole – bloki 5 i 6	166 mln PLN
Elektrownia Turów – blok 11	72 mln PLN
ITPOE Rzeszów	31 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	127 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	100 mln PLN

Nowe projekty

Modernizacja i remonty



CAPEX w Energetyce Konwencjonalnej, Energetyce Odnawialnej i Dystrybucji (moce produkcyjne)



- Nakłady w Energetyce Konwencjonalnej – projekt Opole II z przesunięciami w harmonogramie płatności
- Nakłady w Dystrybucji – przyłączanie nowych odbiorców oraz sieci średnich i niskich napięć
- Nakłady w Energetyce Odnawialnej – utrzymanie majątku

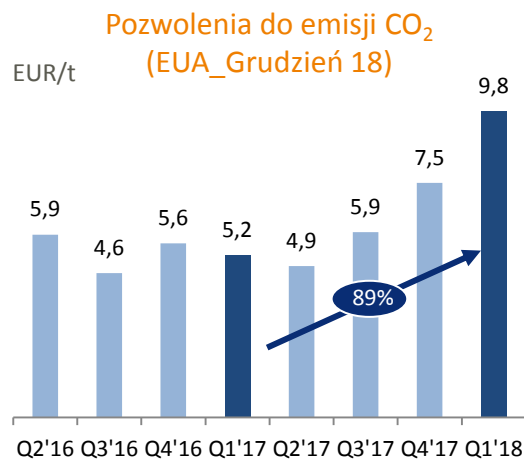
EBITDA raportowana: perspektywa na 2018 rok

	Perspektywa 2018 vs 2017	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	Spadek	- Zrealizowana średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie 171-173 PLN/MWh - Zakończenie rozliczeń rekompensat KDT. W 2017 przychody i EBITDA z tytułu KDT wyniosły ok. 1,28 mld PLN - Nieznacznie niższe wolumeny produkcji z węgla brunatnego ze względu na większe obciążenie remontowe w Bełchatowie - Ceny węgla w 2018 roku wyższe do ok. 10% w efekcie ścieżek cenowych w umowach oraz zakontraktowanych wolumenów - Alokacja darmowych uprawnień CO₂ na poziomie ok. 12 mln ton w porównaniu do ok. 15 mln ton w 2017. Wzrost ogólnego kosztu uprawnień do emisji z powodu wzrostu notowań rdr. - Kontynuacja programów optymalizacyjnych
w tym, nowe aktywa	Spadek	Wzrost cen węgla nie w pełni przeniesiony w taryfach na ciepło na 2018 rok ze względu na charakter i formułę taryf
Energetyka Odnawialna	Stabilnie	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych - Możliwy spadek kosztów z tytułu podatku od nieruchomości w przypadku zmiany przepisów dotyczących podatku od nieruchomości
Obrót	Spadek	Utrzymanie strategii maksymalizacji masy marży
Dystrybucja	Umiarkowany wzrost	- Wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 16,26 mld PLN w taryfie na 2018 rok, oraz dodatkowo ok. 120 mln PLN z tytułu inteligentnych liczników (AMI) - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2018 rok ustalony na 6,015%. Za 2017 rok wynosił 5,63% (przed opodatkowaniem) - Kontynuacja programów optymalizacyjnych

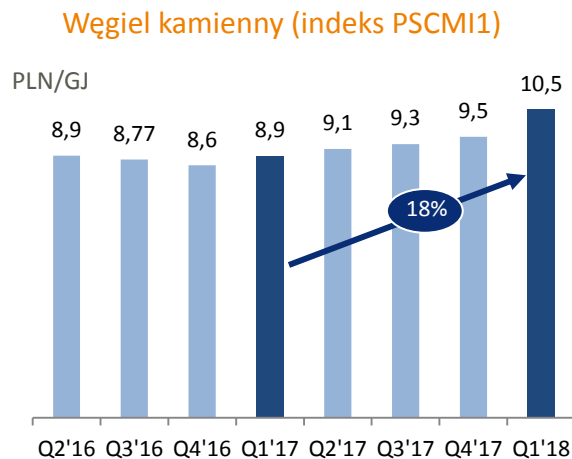
Informacja dodatkowa



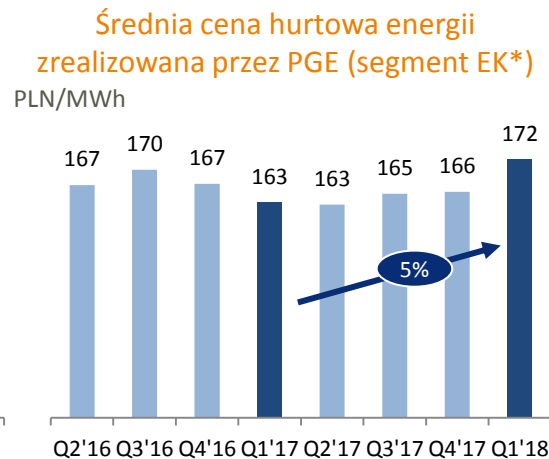
Dynamiczna sytuacja na rynku towarowym



Źródło: Bloomberg



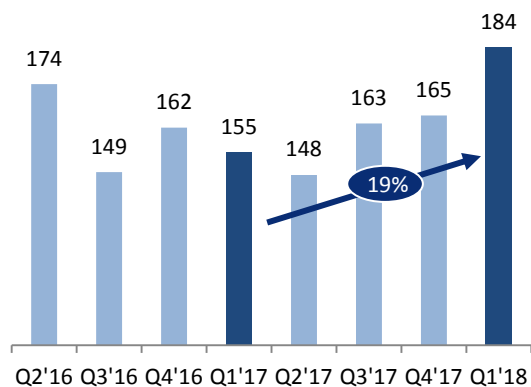
Źródło: ARP



*w ujęciu porównywalnym – bez nabytych aktywów

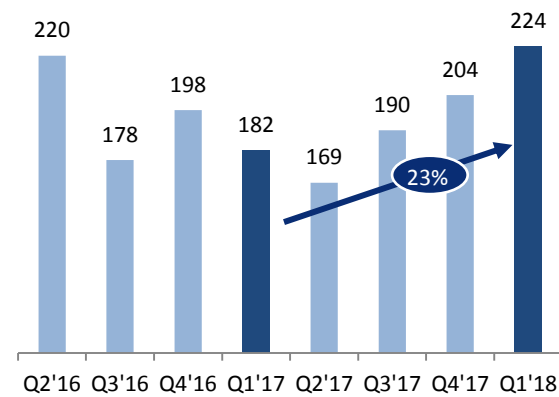
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2016-2018 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



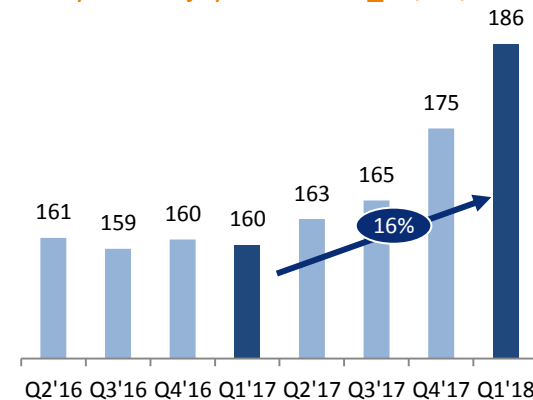
Źródło: TGE, fixing

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE, fixing

Kontrakty na kolejny rok – Base_17/18/19



Źródło: TGE

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[MSR, mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży	7 137	5 741	24%
w tym rekompensaty KDT*	14	0	n/d
Powtarzalne przychody	7 123	5 741	24%
EBITDA	2 214	1 948	14%
EBITDA powtarzalna**	2 202	1 880	17%
EBIT	1 315	1 201	9%
EBIT powtarzalny**	1 345	1 140	18%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	935	964	-3%
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów**	969	970	0%
CAPEX (po korektach)	855	1 088	-21%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	1 681	1 637	3%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 818	425	n/d
Marża EBITDA	31%	34%	-3 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	31%	33%	-2 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)**	3 748	3 332	
Dług netto/12 mies. EBITDA	0,98	0,70	

*Przychody KDT (bez sporów sądowych), **zestawienie zdarzeń jednorazowych prezentujemy na następnej stronie),
 ***Core NWC = zapasy + należności z tyt. dostaw i usług - zobowiązania z tyt. dostaw i usług (w odróżnieniu od NWC jako aktywa obrotowe minus zobowiązania krótkoterminowe)

20 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

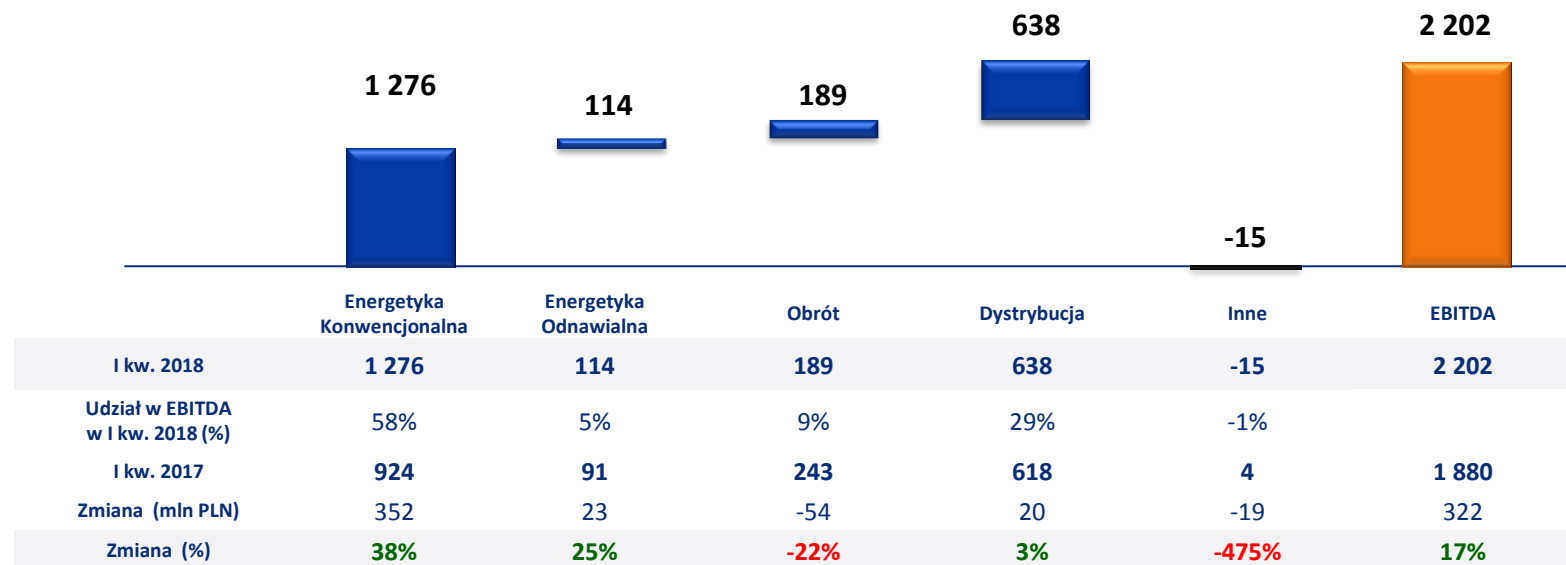
[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017
Przychody z rekompensat KDT	14	0
Sprawy sądowe KDT	0	75
Program Dobrowolnych Odejść	-2	-7
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBITDA	12	68
Odpisy RAT i WN (brutto)*	-42	-7
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBIT	-30	61

Do wyliczenia wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy RAT i WN (netto)*	-34	-6
--------------------------	-----	----

*RAT – Rzeczowe Aktywa Trwałe, WN – Wartości Niematerialne

Powtarzalny* zysk EBITDA w I kw. 2018 – składniki i dynamika



Wzrost dzięki kontrybucji przejętych aktywów oraz wyższej cenie energii elektrycznej. Efekt wzrostu ograniczony poprzez niższą dyspozycyjność aktywów opalanych węglem brunatnym – wyższe wykorzystanie elektrowni na węgiel kamienny implikujących wyższy koszt paliwa produkcyjnego.

Wzrost EBITDA głównie za sprawą odbicia cen na rynku zielonych certyfikatów oraz wyższych przychodów z tytułu Regulacyjnych Usług Systemowych.

W kwartale bazowym występował korzystny efekt związany ze spadkiem cen zielonych certyfikatów. Jednocześnie w bieżącym kwartale gwałtowny wzrost cen na rynku spot zwiększył koszty bilansowania energii na potrzeby odbiorców.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 20)

22 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Energetyka Konwencjonalna, w tym	596	788	-24%
Nabyte aktywa*	68	0	n/d
Dystrybucja, w tym:	226	263	-14%
Przyłączanie nowych odbiorców	83	91	-9%
Linie dystrybucyjne	110	120	-8%
Energetyka Odnawialna, w tym:	15	12	25%
Modernizacje i odtworzenie	5	6	-17%
Obrót i pozostałe	43	36	19%
SUMA	880	1 099	-20%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	855	1 088	-21%

*PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł

[TWh]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	9,82	10,57	-7%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	3,95	2,51	57%
Elektrociepłownie opalane węglem	1,80	0,38	374%
Elektrociepłownie opalane gazem	1,49	0,95	57%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,05	0,05	0%
El. szczytowo-pompowe	0,11	0,10	10%
Elektrownie wodne	0,15	0,12	25%
Elektrownie wiatrowe	0,29	0,32	-9%
SUMA	17,66	15,00	18%
Produkcja z OZE	0,51	0,53	-4%
w tym współpalanie biomasy	0,02	0,04	-50%
Sprzedaż do odbiorców finalnych	10,54	10,06	5%
Dystrybucja	9,19	8,96	3%
Sprzedaż ciepła [PJ]	23,49	7,88	198%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna (w tym: PGE Energia Ciepła*)

[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	4 644	3 164	47%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 434	2 607	32%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	14	0	n/d
Przychody ze sprzedaży ciepła	847	279	204%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	186	143	30%
Koszty rodzajowe, w tym:	3 652	2 584	41%
Amortyzacja	547	392	40%
Zużycie materiałów	1 327	704	88%
Zużycie energii	3	3	0%
Usługi obce	358	251	43%
Podatki i opłaty	589	535	10%
Koszty osobowe	787	672	17%
Pozostałe koszty	41	27	52%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	3 069	2 151	43%
Koszt własny sprzedaży	3 526	2 380	48%
EBIT	765	630	21%
EBITDA	1 288	992	30%

Wynik segmentu w I kw. 2018 roku obejmuje spółki: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	212	192	10%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	112	105	7%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	30	25	20%
Regulacyjne usługi systemowe	69	61	13%
Koszty rodzajowe, w tym:	171	167	2%
Amortyzacja	64	66	-3%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	37	28	32%
Usługi obce	21	26	-19%
Podatki i opłaty	24	24	0%
Koszty osobowe	21	18	17%
Pozostałe koszty	3	4	-25%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	152	147	3%
Koszt własny sprzedaży	153	148	3%
EBIT	50	25	100%
EBITDA	114	91	25%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 516	1 643	-8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	1 448	1 577	-8%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	42	39	8%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 204	1 344	-10%
Amortyzacja	293	292	0%
Zużycie materiałów	14	16	-13%
Zużycie energii	156	146	7%
Usługi obce*	351	514	-32%
Podatki i opłaty	111	105	6%
Koszty osobowe	274	268	2%
Pozostałe koszty	5	3	67%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 124	1 250	-10%
Koszt własny sprzedaży	1 124	1 250	-10%
EBIT	346	326	6%
EBITDA	638	618	3%

* Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wynika ze zmiany MSSF: z przychodów wyłączona została opłata przejściowa pobierana przez OSD od odbiorcy końcowego, a następnie przekazywana do Operatora Systemu Przesyłowego. Zgodnie z MSSF 15 opłata nie powinna być traktowana jako przychody. O tę samą wielkość został skorygowany koszt usług obcych.

Przychody i koszty segmentu

Obrót (w tym: PGE Paliwa)

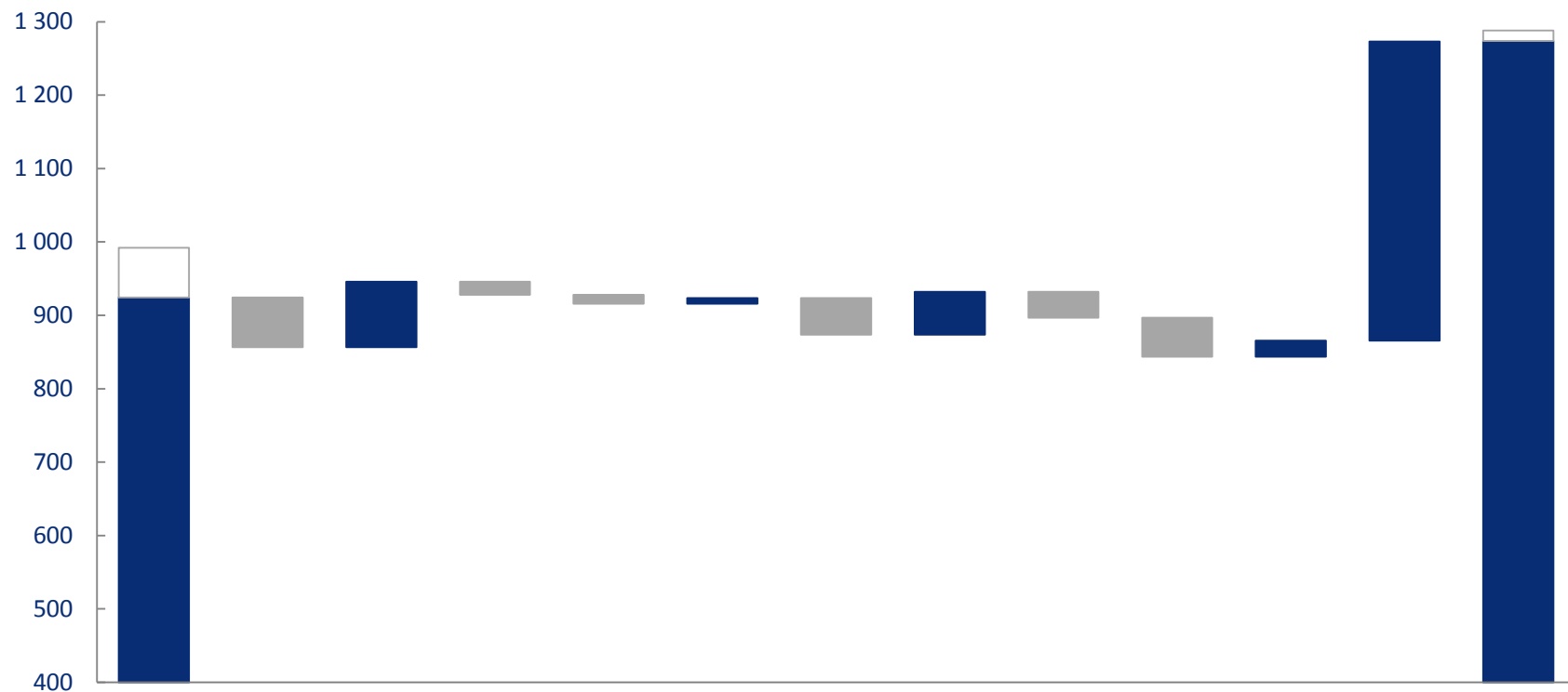
[mln PLN]	I kw. 2018	I kw. 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 650	3 953	-8%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 507	2 503	0%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	12	1 063	-99%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	69	60	15%
Przychody ze sprzedaży gazu	255	165	55%
Przychody ze sprzedaży innych paliw**	646	0	n/d
Koszty rodzajowe, w tym:	385	348	11%
Amortyzacja	7	7	0%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	1	1	0%
Usługi obce	85	49	73%
Podatki i opłaty	198	202	-2%
Koszty osobowe	76	71	7%
Pozostałe koszty	17	17	0%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	55	32	72%
Koszt własny sprzedaży***	3 129	3 391	-8%
EBIT	182	237	-23%
EBITDA	189	243	-22%

* Spadek przychodów ze sprzedaży usług dystrybucyjnych wynika ze zmiany MSSF. Zgodnie z MSSF 15 przychody i koszt własny sprzedaży (KWS) zostały pomniejszone o opłaty pobierane przez Obrót na rzecz OSD.

** Wynik segmentu w I kw. 2018 roku obejmuje spółkę PGE Paliwa sp. z o.o.

*** KWS uwzględnia zmiany wynikające z MSSF 15 i objęcia spółki PGE Paliwa sp. z o.o.

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w I kw. 2018

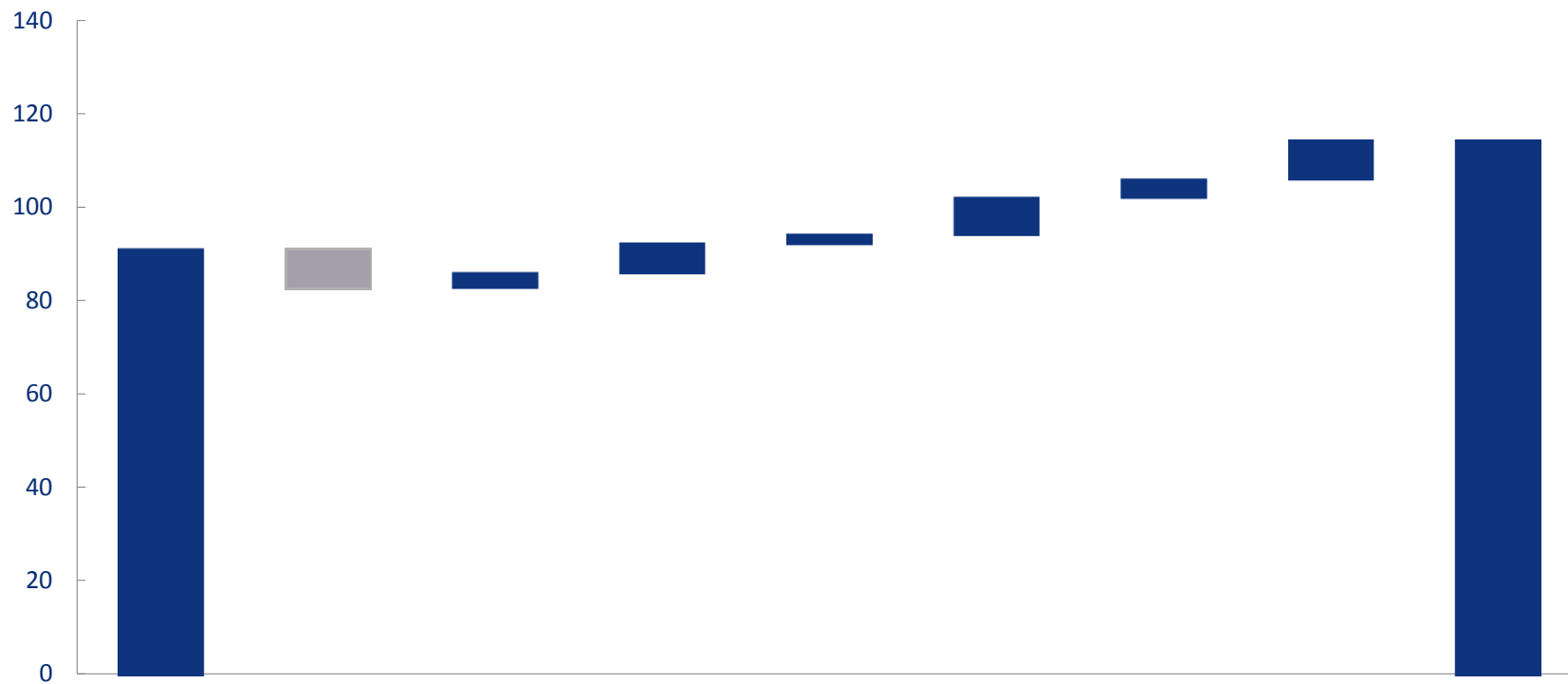


Odchylenie

EBITDA raportowana	992											
Zdarzenia jednorazowe	68											
EBITDA powtarzalna	924	2 388	143	86	279	573	348	665		180	0	
EBITDA powtarzalna		2 410	125	74	287	623	289	701		202	410	1 276
Zdarzenia jednorazowe												12
EBITDA raportowana												1 288

*wynik EBITDA spółek: PGE Energia Ciepła S.A., PGE Toruń S.A., PGE Gaz Toruń sp. z o.o., EC Zielona Góra S.A., Kogeneracja S.A.

Energetyka Odnawialna – EBITDA w I kw. 2018



Odchylenie
EBITDA
I kw.'17
EBITDA
I kw.'18

EBITDA I kw. 2017	Przychody ee -wiatr	Przychody PM -wiatr	Przychody ee -woda	Przychody PM -woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe	EBITDA I kw. 2018
	-9	4	6	2	8	4	8	
91	55	23	24	1	61	74		
	46	27	30	3	69	70		114

* z wyłączeniem przychodów i kosztów z RB nie mających wpływu na wynik EBITDA

Dystrybucja – EBITDA w I kw. 2018

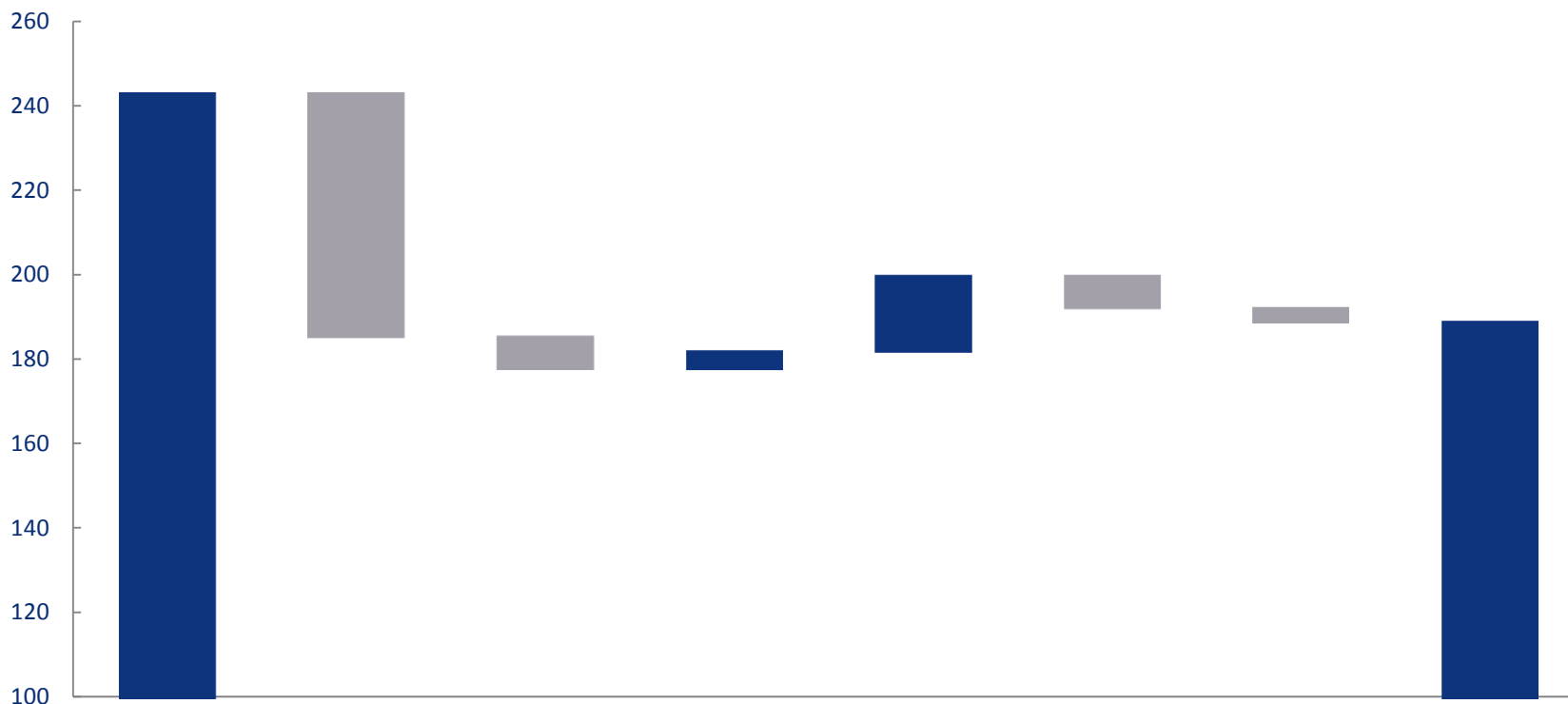


Odchylenie
EBITDA
I kw.'17
EBITDA
I kw.'18

* z wyłączeniem kosztów usług przesyłowych od PSE S.A.

** inne przychody (energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe), wznowienie dostaw, saldo usług tranzytowych

Obrót – EBITDA w I kw. 2018



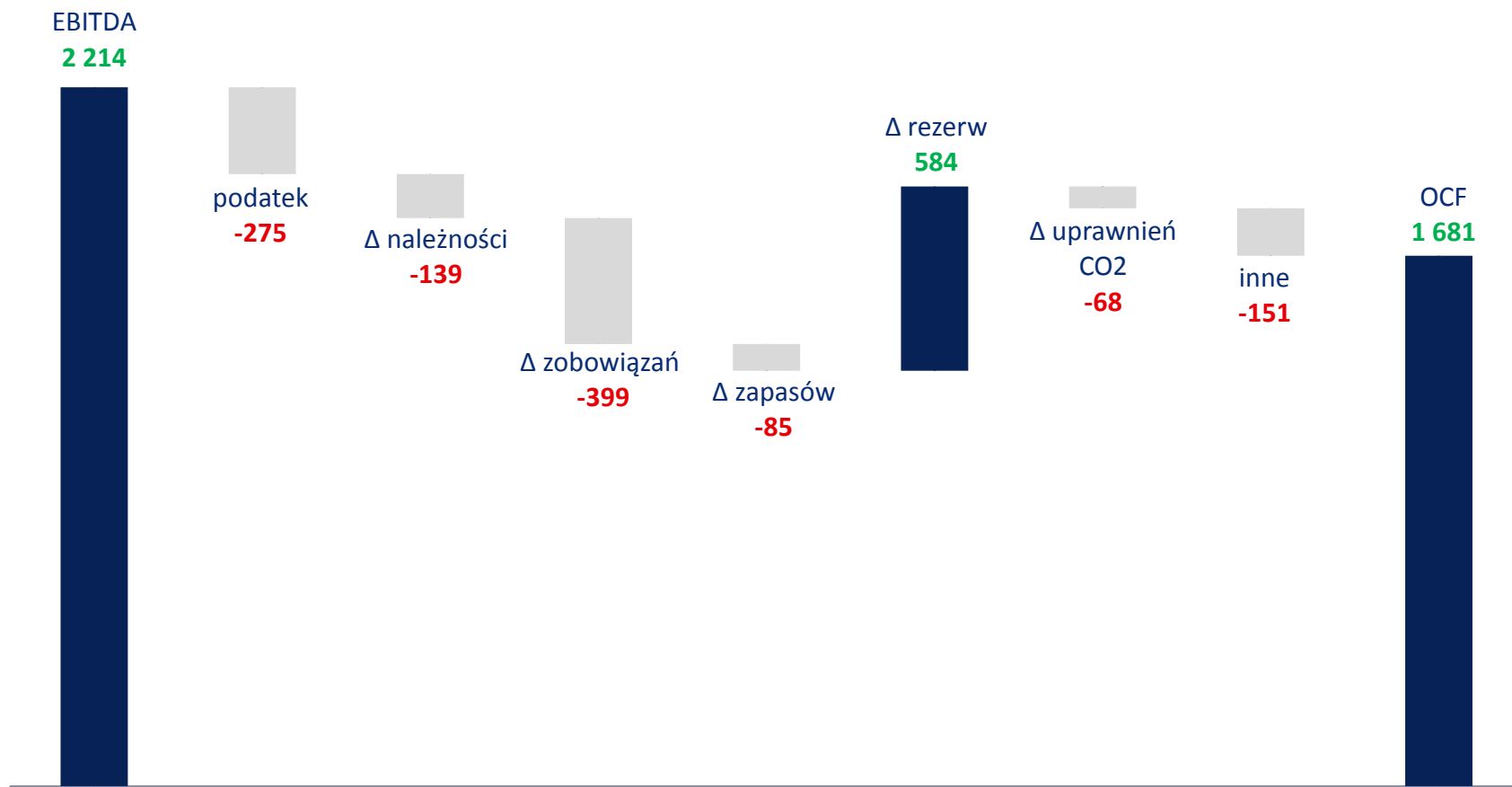
Odchylenie
EBITDA
I kw.'17
EBITDA
I kw.'18

EBITDA I kw. 2017	Wynik na ee cena	Wynik na ee ilość	Koszty umorzenia PM	Nabyte aktywa*	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Pozostałe	EBITDA I kw. 2018
	-57	-8	4	18	-8	-3	
243	406		200	0	150		
	341		196	18	142		189

* PGE Paliwa Sp. z o.o.

EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny (OCF)

I kw. 2018



Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mln PLN	I kw. 2018	I kw. 2017	
Operacyjne	1 681	1 637	
Inwestycyjne	-1 818	425*	
Finansowe	-60	-80	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-197	1 982	



Dane z bilansu skonsolidowanego

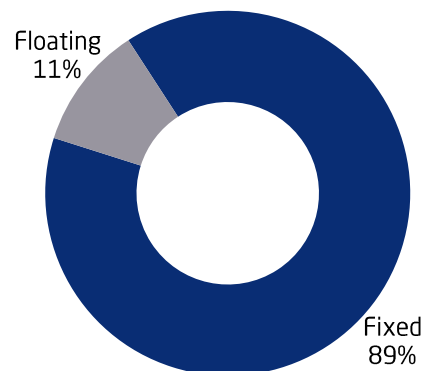
mln PLN	B.Z. I kw. 2018	B.O. I kw. 2018	Δ I kw. 2018
Środki pieniężne i ekwiwalenty	2 356	2 552	-196
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	6	6	0
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-38	-92	54
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	2 324	2 466	-142
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-1 629	-1 623	-6
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-8 435	-8 422	-13
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-10 064	-10 045	-19
Zadłużenie netto*	-7 740	-7 579	-161

* Dodatni Cash Flow inwestycyjny w I kw. 2017 był skutkiem rozwiązania lokaty 2,3 mld PLN

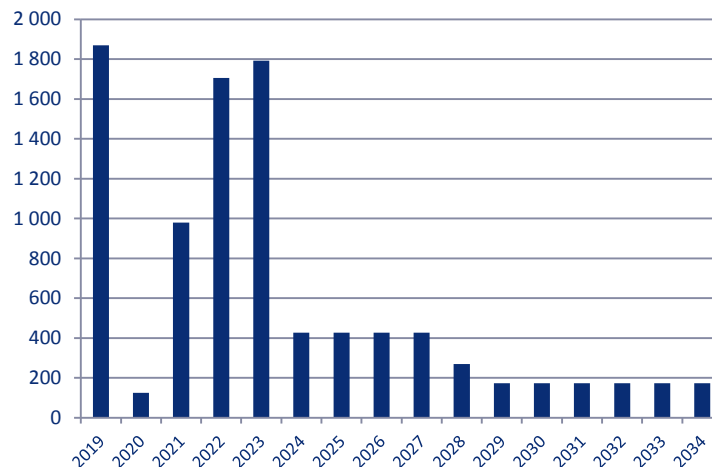
**Zobowiązania zaprezentowane są ze znakiem ujemnym, przez wzgląd na arytmetyczną spójność między bilansem a cash flow

Struktura długu oraz płynność (stan na 31.03.2018)

Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

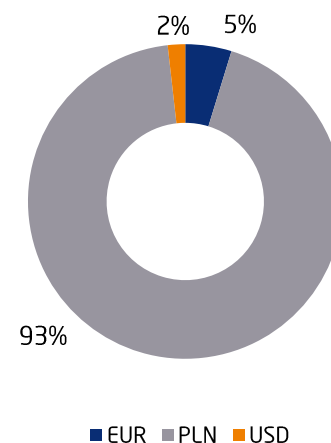


Harmonogram spłaty kredytów bankowych (w mln PLN)*



* Wyłącznie ilustracyjnie, założenie pełnego wykorzystania dostępnych kredytów bankowych (kredyt konsorcjalny, BGK, kredyty EBI, kredyt EBOR)

Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia*



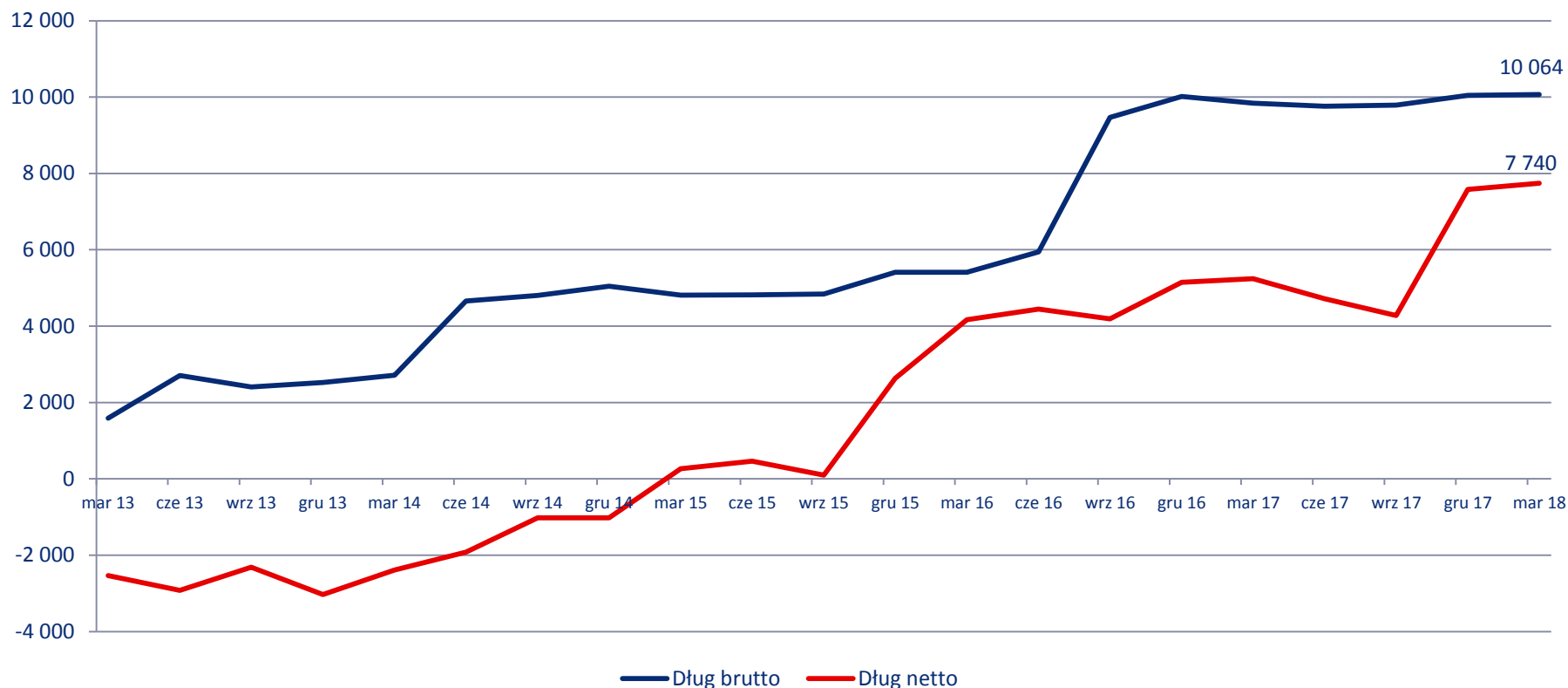
* Po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających

Emisje w ramach Programu 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

Zadłużenie w kolejnych kwartałach

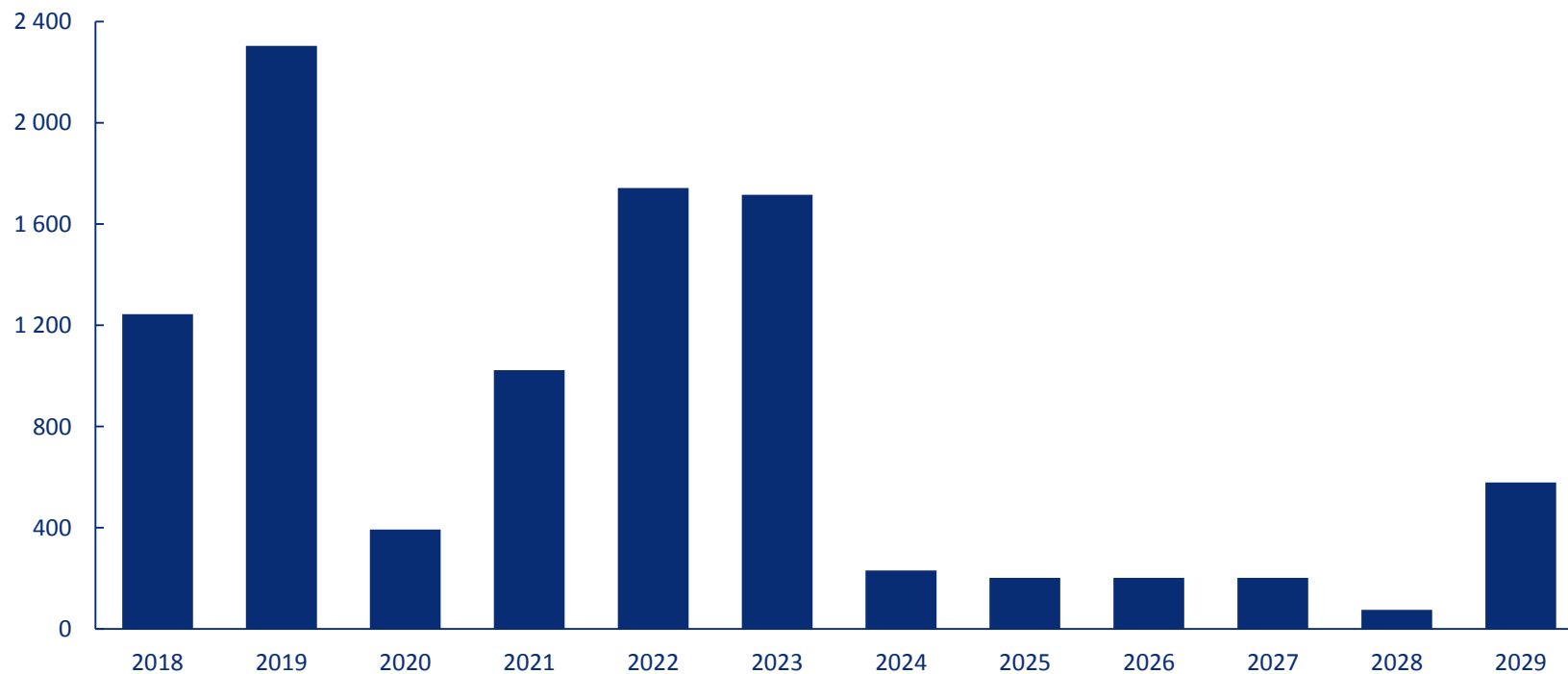
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



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. Od IV kwartału 2017 r. zestawienie uwzględnia zadłużenie spółki PGE Energia Ciepła oraz jej podmiotów zależnych.

Profil zapadalności zadłużenia

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) stan na 31 marca 2018 r.



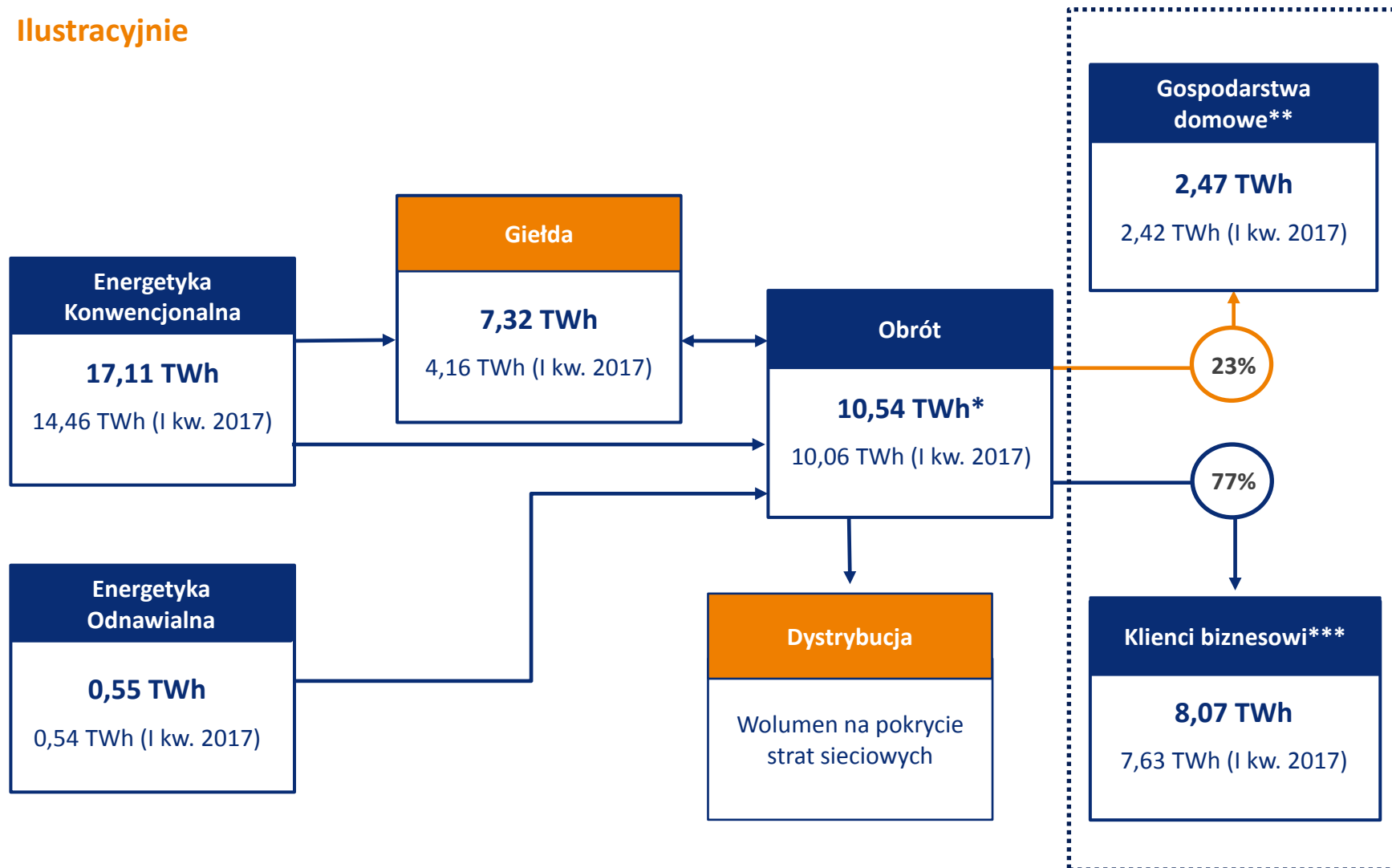
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	I kw. 2018	2017
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	10 064
	Zadłużenie netto (mln PLN)	7 740
	Dług netto/12M EBITDA	0,98x
	Dług netto/Kapitał własny	0,16x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	BBB+
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	24 października 2017
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	24 października 2017
	Długoterminowy rating krajowy spółki	AA (pol)
	Data nadania ratingu	10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu	3 sierpnia 2016

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w I kw. 2018

Ilustracyjnie

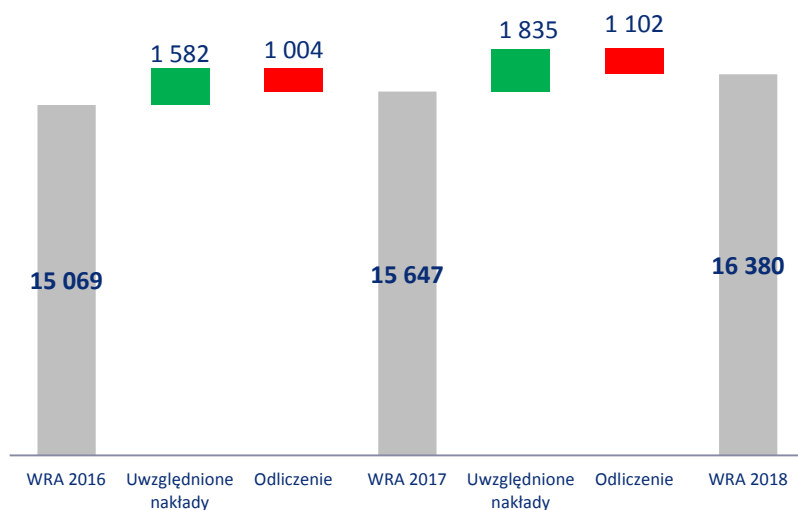


* Sprzedaż po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

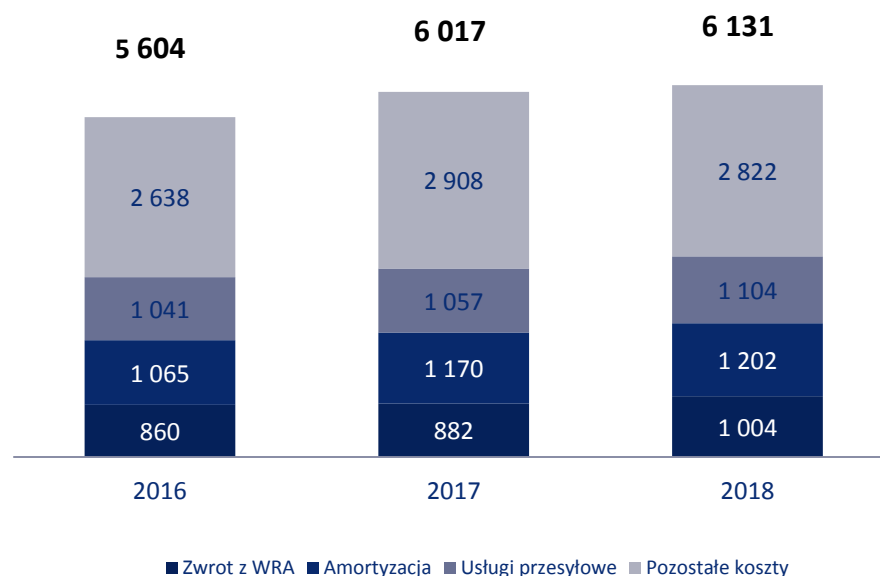
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

Fundamenty dystrybucji

Nadbudowa WRA (z WRA-AMI)* (mln PLN)



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

2016	2017	2018
5,675%	5,633%	6,015%

Zwrot z WRA:

2016	2017	2018
100%	100%	101%**

* Na podstawie taryfy

** Współczynnik regulacyjny na poziomie 1,01 uwzględniający m.in. wdrożenie tzw. Centralnego Systemu Wymiany Informacji

Uprawnienia do emisji CO₂ – regulacje i rozliczenia

Regulacje w III Okresie Rozliczeniowym

Począwszy od 2013 roku 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 2018 r.

W I kw. 2018 r. instalacje GK PGE wyemitowały 18,90 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w I kw. 2018 r. wyniosły ok. 356 mln PLN.

W kwietniu 2018 r. jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości 15 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2017 r. Ponadto ok. 2 mln ton na produkcję ciepła w 2018 r. zostało przyznane w lutym br.

W kwietniu 2018 r. Grupa PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2017 (tzn. PGE umorzyła uprawnienia odpowiadające emisji z 2017 r.).

Bezpłatne EUA ujmowane w wartości zerowej (SSF, nota 13)

	EUA	
	Ilość (mln)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2017 r.	85	2 349
Nabycie spółki zależnej	-	2
Zakup*	12	247
Przyznane nieodpłatnie	21	-
Umorzenie	-56	-1 156
Stan na dzień 31 grudnia 2017 r.	62	1 442
Zakup*	2	68
Przyznane nieodpłatnie	2	-
Umorzenie	-	-
Stan na dzień 31 marca 2018 r.	66	1 510

* Zakup na rynku spot. GK PGE zabezpiecza koszt emisji CO₂ także w oparciu o kontrakty terminowe, których powyższy bilans nie obejmuje.

Rezerwy na zakup uprawnień CO₂ (SSF, nota 17), w mln PLN

Stan na dzień 1 stycznia 2018 r.	1 453
Umorzenie	-
Rozwiązane rezerwy	-
Utworzenie rezerwy w I kw. 2018 r.	356
Stan na 31 marca 2018 r.	1 809

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

	I kw. 2018 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	5 095
Podatki i opłaty	927

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk
BOŚ	Jakub Viscardi
BZ WBK	Paweł Puchalski
Citigroup	Piotr Dzięciołowski
Erste Group	Tomasz Duda
IPOPEMA	Robert Maj
JP Morgan	Michał Kuzawiński
mBank	Kamil Kliszc
PKO BP	Stanisław Ozga
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Trigon	Krzysztof Kubiszewski
Wood & Company	Bram Buring

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.

Kontakt dla inwestorów



Jakub Frejlich
jakub.frejlich@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 10 32
Kom: +48 695 883 902



Krzysztof Dragan
krzysztof.dragan@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 15 13
Kom: +48 601 334 290



Filip Osadczuk
filip.osadczuk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 24
Kom: +48 695 501 370



Małgorzata Babska
malgorzata.babska@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 13 36
Kom: + 48 661 778 955



Bernard Gaworczyk
bernard.gaworczyk@gkpge.pl

Tel: (+48 22) 340 12 69
Kom: +48 661 778 760

