

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2019

28 maja 2019 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 2019



Główne wydarzenia



Henryk Baranowski

Prezes Zarządu



Podsumowanie I kwartału 2019

Wyniki finansowe

- Przychody ze sprzedaży: **9,6 mld PLN** (+34%)
- EBITDA: **1,9 mld PLN** (-15%)
- Zysk netto: **0,6 mld PLN** (-38%)

Wyniki operacyjne

- Produkcja: **15,6 TWh** (-12%)
- Dystrybucja: **9,3 TWh** (+1%)
- Sprzedaż detaliczna: **11,4 TWh** (+9%)
- Sprzedaż ciepła: **20,9 PJ** (-11%)

PGE jako lider transformacji energetycznej

- **2 x 700 MW CCGT** w El. Dolna Odra – przygotowania do ogłoszenia postępowania na wybór generalnego wykonawcy inwestycji
- Program rozwoju **fotowoltaiki** – plan budowy największej farmy fotowoltaicznej w Polsce
- Efektywne gospodarowanie **ubocznymi produktami spalania**

Projekt Opole w finalnej fazie realizacji



Postęp prac:

Blok 5

- w styczniu 2019 r. blok zsynchronizowany z KSE
- w lutym 2019 r. blok po raz pierwszy pracował mocą 931 MW (powyżej mocy znamionowej)
- aktualnie blok jest na etapie 720h Próby Nieprzerwanej Pracy

Blok 6

- w kwietniu 2019 r. pierwsze rozpalenie kotła i rozpoczęcie rozruchu gorącego bloku
- 14 maja 2019 r. blok zsynchronizowany z KSE

Moc osiągalna: 2 x 900 MWe

Sprawność netto: 45,5%

Paliwo: węgiel kamienny

Emisyjność netto: 0,74 t CO₂/MWh

Całkowite nakłady inwestycyjne: 11 mld PLN

Zaawansowanie prac: ok. 97%

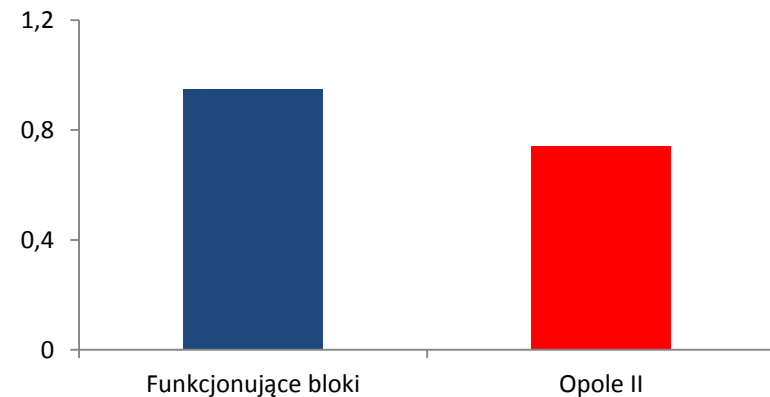
Termin zakończenia inwestycji:

Blok 5 - 15 czerwca 2019 roku

Blok 6 - 30 września 2019 roku

Efekt środowiskowy:

Emisyjność (t CO₂/MWh)



Projekt Turów w fazie przygotowań do rozruchu



Postęp prac:

Blok 7

- Prace montażowe na ukończeniu
- Blok przygotowywany do rozpoczęcia fazy rozruchu
- W marcu 2019 r. w wyniku potrzeb dostosowań technologicznych i zwiększonego zakresu prac zawarto aneks do umowy głównej skutkujący zwiększeniem wartości kontraktu i wydłużeniem terminu realizacji o 6 miesięcy

Moc osiągalna: 490 MWe

Sprawność netto: 43,1%

Paliwo: węgiel brunatny

Emisyjność netto: 0,91 t CO₂/MWh

Całkowite nakłady inwestycyjne: 4,3 mld PLN

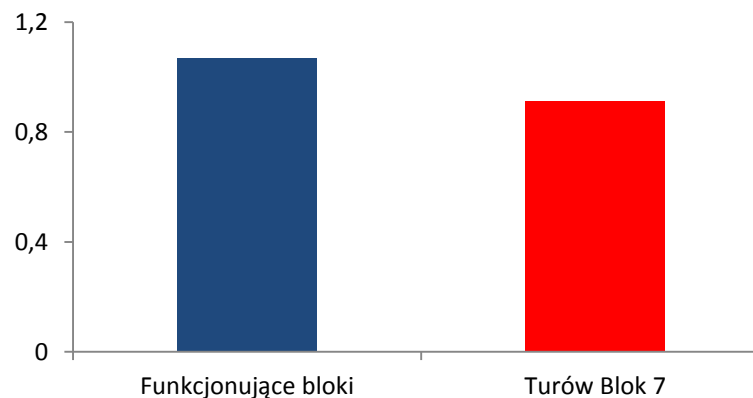
Zaawansowanie prac: ok. 89%

Termin zakończenia inwestycji:

Blok 7 - 30 października 2020 roku

Efekt środowiskowy:

Emisyjność (t CO₂/MWh)



Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



Emil Wojtowicz

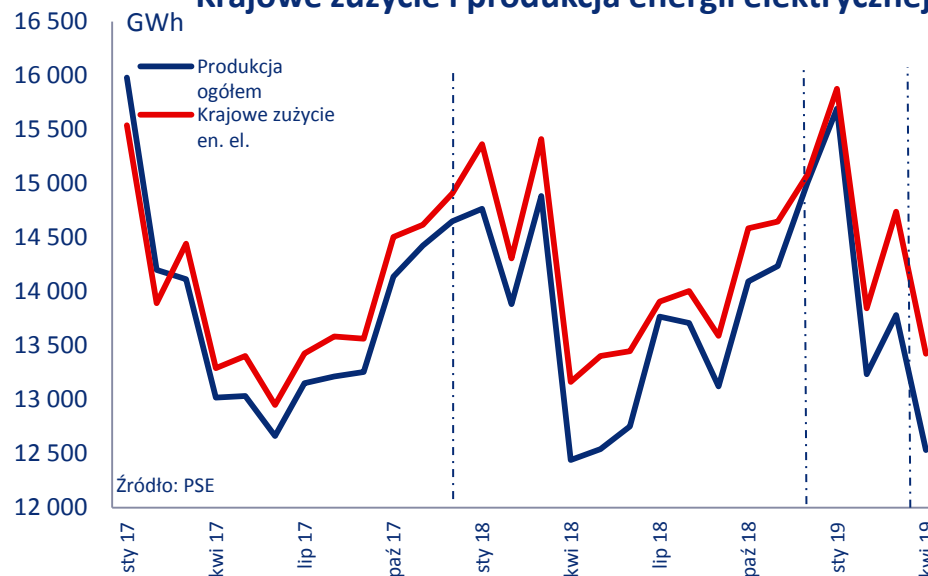
Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

Rynek energii elektrycznej

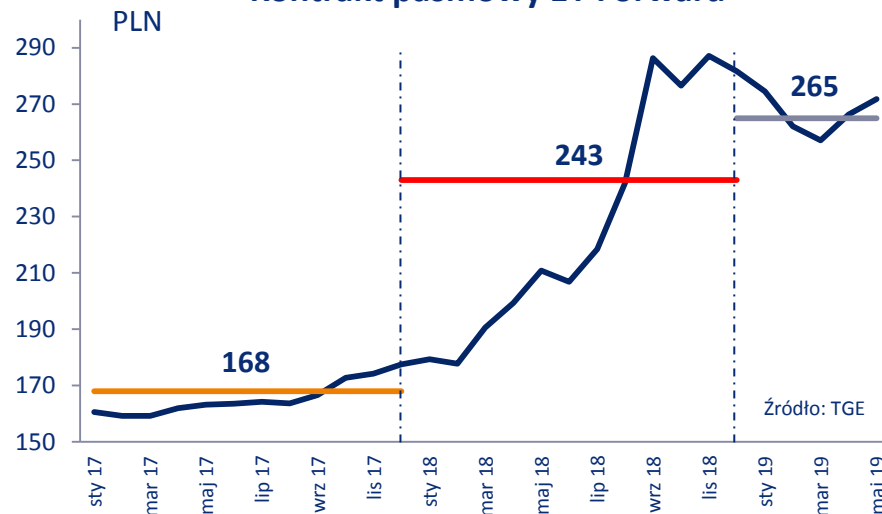
Stabilizacja cen

- Spadek zużycia r/r **-1,4%** (-0,6 TWh)
- Spadek produkcji r/r **-1,9%** (-0,8 TWh)
- **Nieznaczny wzrost nadwyżki importu:**
-1,75 TWh (2019) vs. -1,55 TWh (2018)
(przepływy fizyczne)
- Zatrzymanie trendu spadkowego w marcu
(minimum **254 PLN/MWh**)
- Stabilna cena dostawy na rok 2020 **~265 PLN/MWh**
- Średnia cena zrealizowana przez PGE (I kw.)
– łącznie En. Konwencjonalna i
Ciepłownictwo: **246 PLN/MWh**

Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej

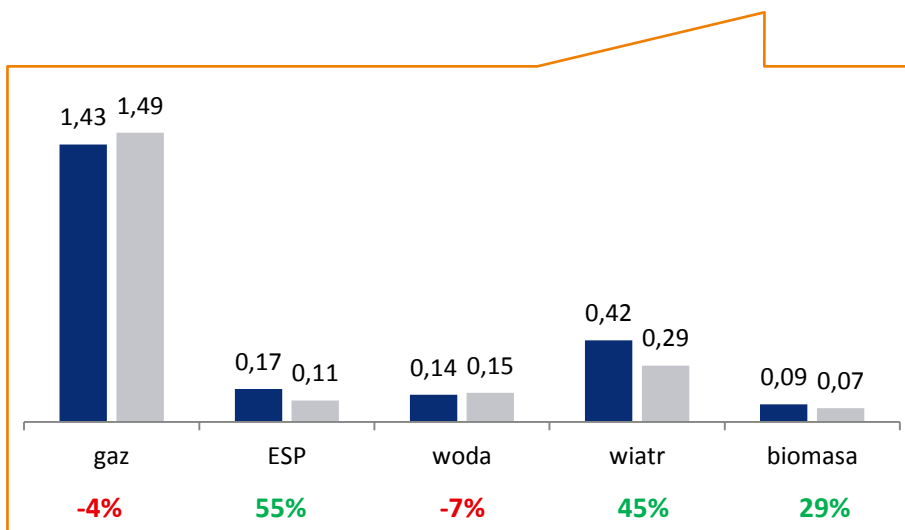
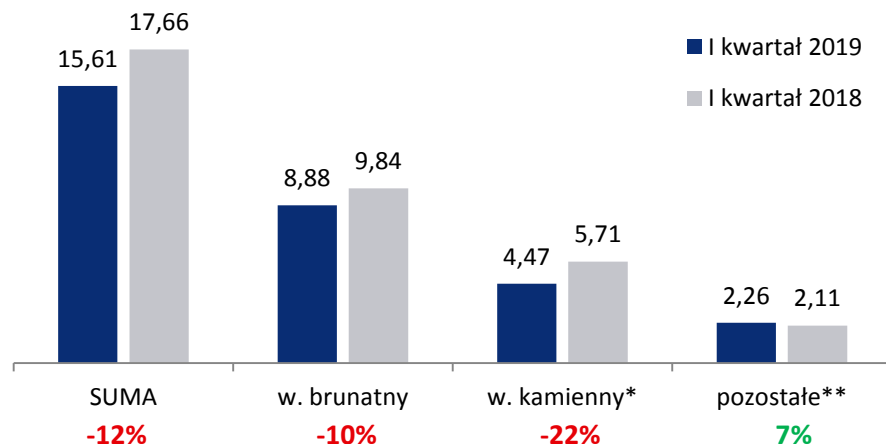


Kontrakt pasmowy 1Y Forward



Wolumen produkcji wg paliw – I kw. 2019 r/r

TWh



Sytuacja w KSE: Mniejsze o 0,6 TWh r/r krajowe zużycie energii (śr. temperatura r/r wyższa o 3 stopnie Celsjusza) oraz większa o 1,5 TWh r/r produkcja wiatrowa w KSE przełożyły się na mniejsze zapotrzebowanie ze strony operatora na energię generowaną w jednostkach konwencjonalnych.

↓ **Węgiel brunatny:** mniejsze obciążenie (ELB -24 MW r/r, ELT -19 MW r/r). Modernizacja ELT +500 godzin.

↓ **Węgiel kamienny:** obciążenie ELO -22 MW r/r. Remont ELO +2,2 tys. godzin. Czas postoju w rezerwie ELR +4,4 tys. godzin, ELDO +2,0 tys. godzin.

↓ **Gaz ziemny:** mniejsze zapotrzebowanie na ciepło, mniejsza produkcja energii w kogeneracji

↑ **Wiatr:** korzystne warunki pogodowe

↑ **ESP:** większe wolumeny produkcji ze źródeł niesterowalnych, wzrost zapotrzebowania na prace interwencyjną ESP

* Prezentowany wolumen z węgla kamiennego nie obejmuje nowych inwestycji w trakcie rozruchu (wartość energii elektrycznej wyprodukowanej przez blok ELO5 (około 0,57 TWh w I kw. 2019) nie jest wykazana w przychodach, ale jako korekta pomniejszająca nakłady inwestycyjne)

** W I kw. 2019 roku wyprodukowane zostało 0,01 TWh z odpadów komunalnych (nieuwzględnione na wykresie)

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
EBITDA	1 889	2 214	-15%
EBIT	950	1 315	-28%
Zysk netto dla akcjonariuszy	585	935	-37%
Zysk netto dla akcjonariuszy bez odpisów	604	969	-38%
Zysk na akcję	0,31	0,50	-38%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,32	0,52	-38%

Brak
istotnych
zdarzeń
jednorazowych

[mln PLN]	31.03.2019	31.12.2018	Δ k/k	31.03.2019	31.03.2018	Δ r/r
Zadłużenie netto	11 893	9 600	2 293*	11 893	7 740	4 153*

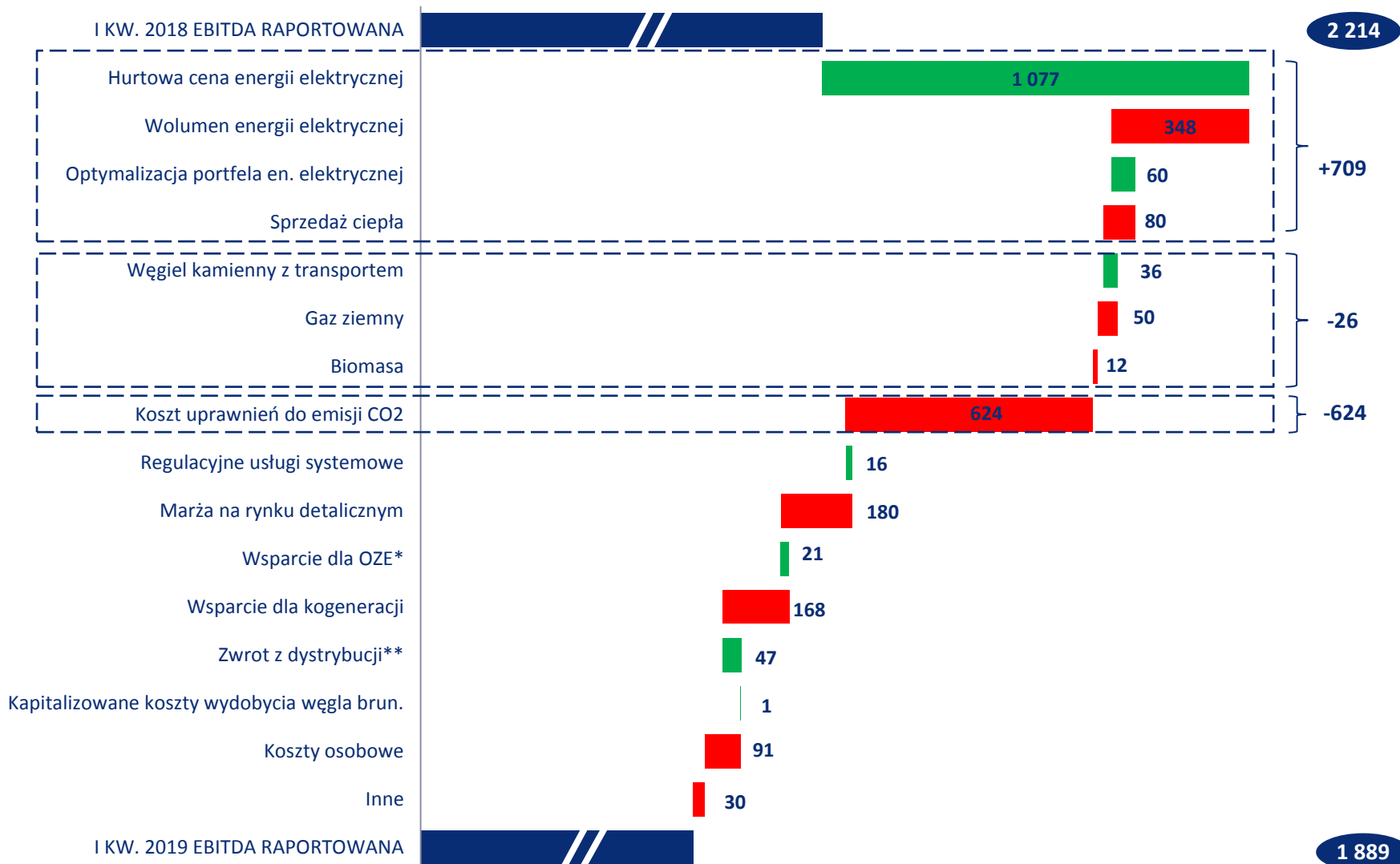
↑ Zadłużenie netto (więcej szczegółów: slajdy 30-32):

- MSSF 16 i ujęcie prawa wieczystego użytkowania oraz najmu w kategorii zobowiązania z tytułu leasingu, co przełożyło się na dodatkowe **875 mln PLN** zadłużenia netto.
- Rozliczanie kontraktów terminowych na zakup EUA dla emisji z 2018 r. (wydatki gotówkowe większe niż koszty CO2 w rachunku zysku i strat o 480 mln PLN – widoczne jest w Cash Flow Operacyjnym)
- Realizacja płatności gotówkowych za prace konstrukcyjne prowadzone w poprzednim okresie (CF inwestycyjny > CAPEX)

*MSSF 16 od stycznia 2019 r.

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

mIn PLN

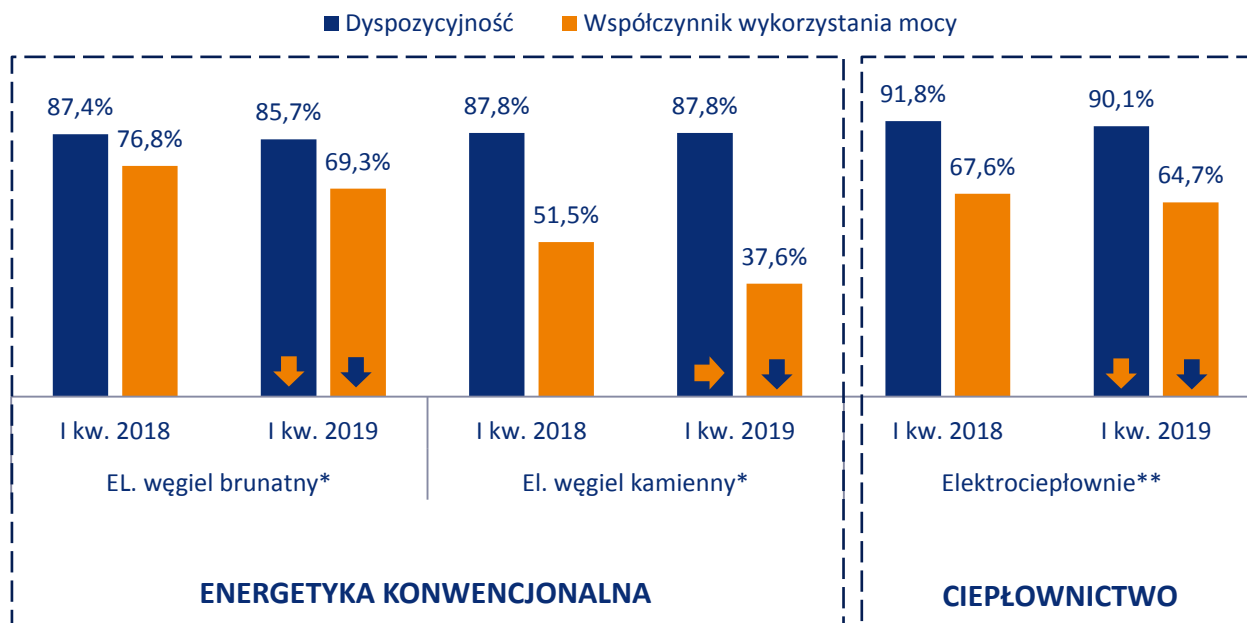


* Przychody z zielonych certyfikatów

** Zawiera koszt różnicy bilansowej

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Elektrownie i elektrociepłownie pod presją pogodową



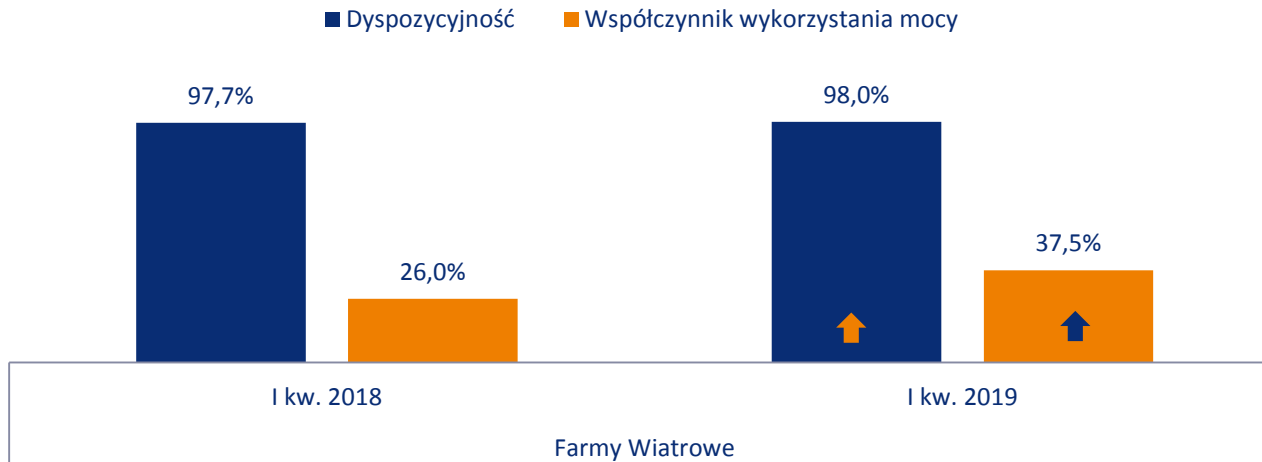
- Niższe obciążenie elektrowni wobec niższego zapotrzebowania oraz wyższej generacji wiatrowej
- Wyższe obciążenie remontowe El. Opole, niższe El. Rybnik
- Niższe wykorzystanie elektrociepłowni efektem wyższych temperatur kwartału (+3,1 °C)

* 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)

** Elektrociepłownie segmentu Ciepłownictwo

Aktywa wytwórcze - wiatrowe

Wietrzność motorem wzrostu

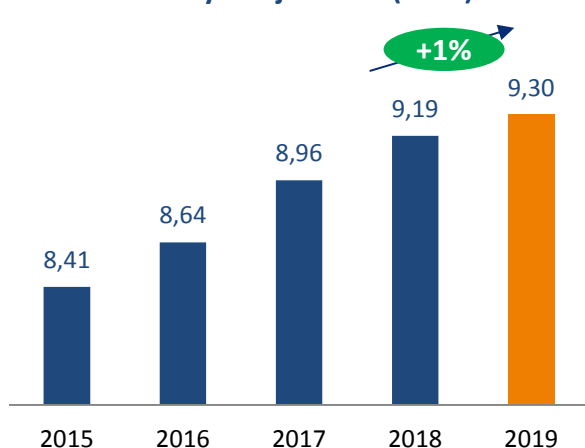


- Zdecydowanie wyższa wietrzność we wszystkich miesiącach
- Wykorzystanie mocy w marcu >40%
- Lepsza dyspozycyjność jako efekt niższej awaryjności

14 Aktywa dystrybucyjne

Efektywność, jakość, wzrost

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej w I kw. (TWh)

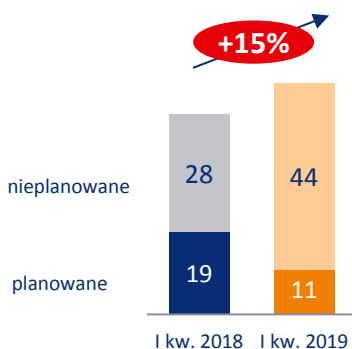


Straty sieciowe [%] (ostatnie 12 miesięcy)

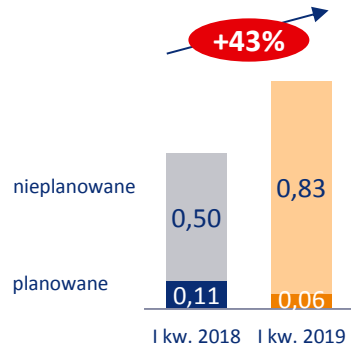


- Wzrost dystrybuowanego wolumenu pomimo krajowego spadku konsumpcji energii
- Straty sieciowe ograniczone poniżej poziomu 5%

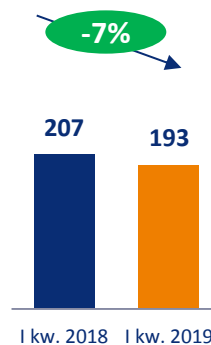
SAIDI* (min.)



SAIFI* (szt.)



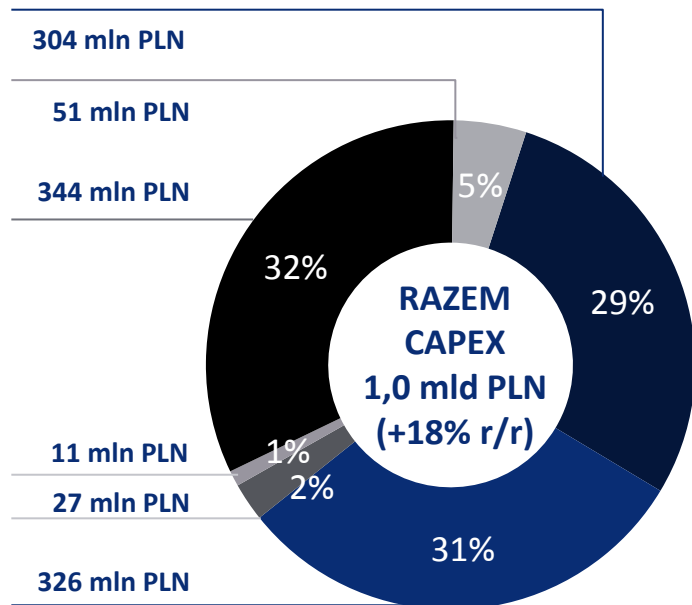
Czas przyłączenia (dni)



- Konsultacje modelu regulacji jakościowej
- Wskaźniki pod presją marcowych gwałtownych wiatrów
- Dalsza 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. 2019
Elektrownia Opole – bloki 5 i 6	178 mln PLN
Elektrownia Turów – blok 7	71 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	188 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	141 mln PLN

Nowe projekty

52%

Modernizacja i remonty

48%

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



- Energetyka Konwencjonalna – aneks w Turowie: większy zakres rzeczowy i budżet oraz przesunięcie w harmonogramie
- Dystrybucja – większa realizacja zadań sieciowych dzięki dobrym warunkom pogodowym
- Energetyka Odnawialna – utrzymanie majątku, w lutym rozpoczęte prace nad projektem Klaster

EBITDA raportowana: perspektywa na 2019 rok

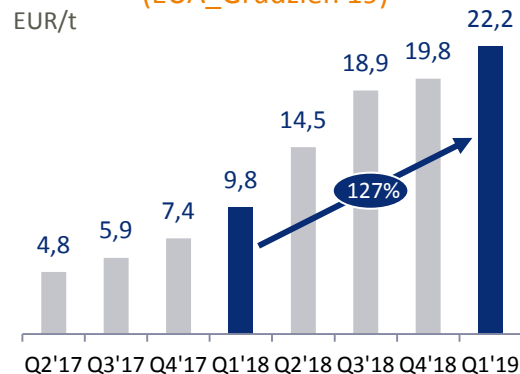
	EBITDA 2018 mld PLN	Perspektywa 2019 vs 2018	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	2,10	↑	- Średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie ok. 244 PLN/MWh - Planowane niższe wolumeny produkcji z węgla brunatnego, głównie ze względu na większe obciążenie remontowe w Bełchatowie – remonty BAT/BREF - Łączny wzrost średniego kosztu węgla o ok. 20% - Wzrost ogólnego kosztu uprawnień do emisji CO₂ z powodu dynamicznego wzrostu notowań i niższej darmowej alokacji (o ok. 3 mln ton)
Ciepłownictwo	0,85	↓	- Wzrost cen węgla i uprawnień do emisji nie w pełni przeniesiony w taryfach na ciepło ze względu na charakter i formułę taryf - Niższy poziom przychodów z tytułu wsparcia dla istniejących aktywów kogeneracyjnych
Energetyka Odnawialna	0,46	↑	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych – dobre wykorzystanie aktywów wiatrowych w I kw. pozwala podwyższyć perspektywę - Średniorocznie wyższe ceny energii
Obrót	0,26	→	- Oczekujemy wypłaty rekompensat wynikających z ustawy o cenach energii po zakończeniu procesu legislacyjnego - Utrzymanie trendów rynkowych
Dystrybucja	2,46	↓	- W I kwartale stosowane były stawki taryfowe z 2018 roku - Spodziewana wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 16,8 mld PLN, oraz ok. 132 mln PLN z tytułu inteligentnych liczników (AMI) - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2019 rok na tym samym poziomie jak w roku 2018 (6,015% przed opodatkowaniem)

Informacja dodatkowa



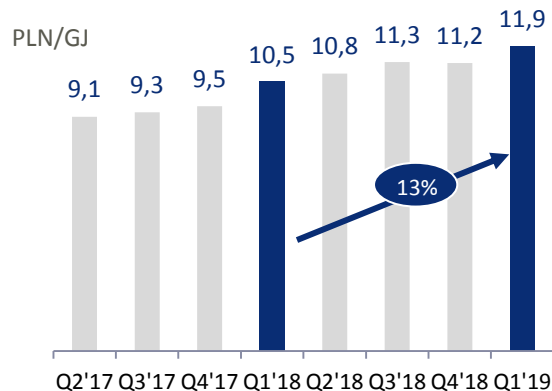
Cena zrealizowana +70 PLN/MWh

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 19)



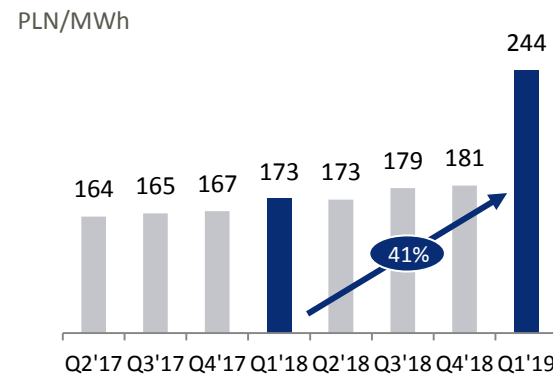
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



Źródło: ARP

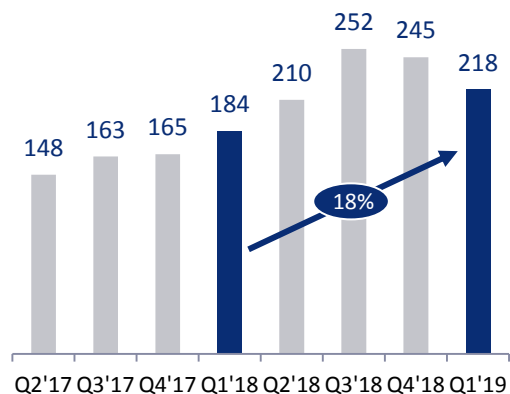
Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK*)



*średnia cena obliczona w oparciu o wolumen sprzedaży skorygowany o wolumen zakupu na rynku hurtowym. Wycenienie nie obejmuje aktywów nabytych 14.11.2017. Ponadto dane za Q1 i bazowy nie obejmują elektrociepłowni przesuniętych do segmentu Ciepłownictwo.

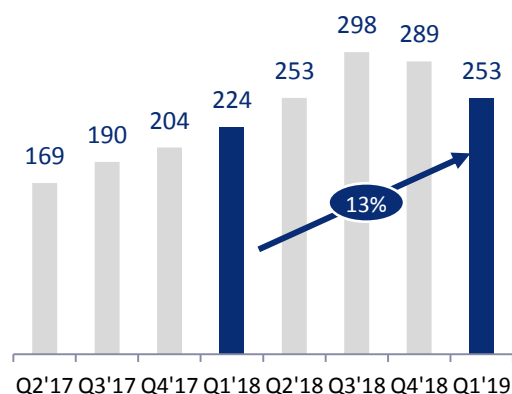
Średnie kwartalne ceny energii na TGE 2017-2019 (w PLN/MWh)

Rynek dnia następnego – podstawa



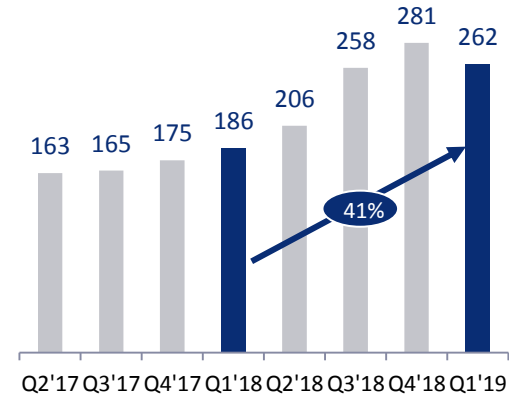
Źródło: TGE, fixing

Rynek dnia następnego – szczyt



Źródło: TGE, fixing

Kontrakty na kolejny rok – Base_Y_18/19/20



Źródło: TGE

Kluczowe dane finansowe

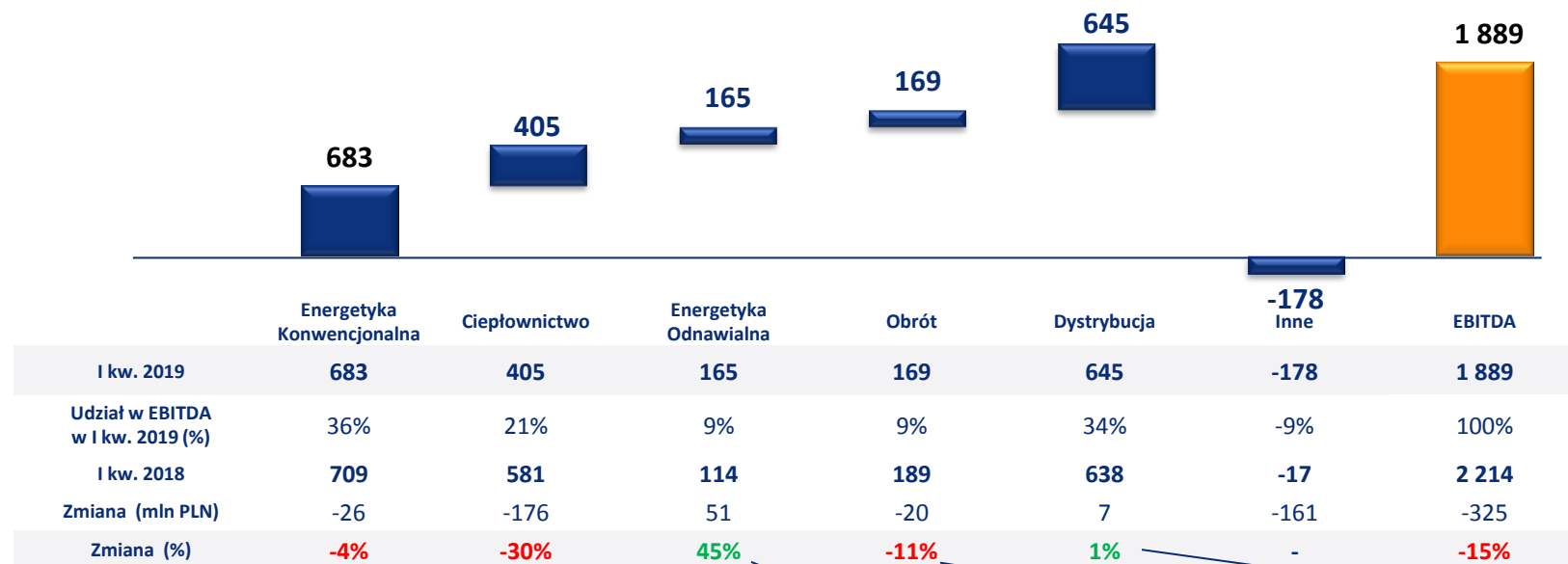
Dane skonsolidowane

[MSSF, mln PLN]	I kw. 2019	I kw. 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży	9 561	7 137	34%
EBITDA	1 889	2 214	-15%
EBIT	950	1 315	-28%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	585	935	-37%
Zysk (strata) netto dla akcj. – bez odpisów	604	969	-38%
CAPEX (po korektach)	1 008	855	18%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	727	1 681	-57%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 873	-1 818	3%
Marża EBITDA	20%	31%	-11 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)*	5 008	3 748	
Dług netto/12 mies. EBITDA	1,97	0,98	

**Brak
istotnych
zdarzeń
jednorazowych**

*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)

EBITDA w I kw. 2019 – składniki i dynamika



Spadek głównie jako efekt wyższych kosztów osobowych oraz wyższego kosztu zarządzania obrotem en. elektryczną. Efekt niższej produkcji zrekompensowany wyższą ceną.

Spadek w wyniku braku wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji. Efekt niższej produkcji ciepła oraz pogorszonej marżowości na ciepło zbilansowany wyższą marżą na produkcji energii elektrycznej.

Wyższe przychody z energii elektrycznej oraz praw majątkowych w wyniku wyższej produkcji z wiatru oraz wyższych cen rynkowych.

Wynik niższy w związku ze wzrostem cen energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz w związku z ustawą regulującą ceny energii elektrycznej w 2019 roku.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

21 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	I kw. 2019	I kw. 2018	r/r
Energetyka Konwencjonalna	630	513	23%
Ciepłownictwo	27	83	-67%
Dystrybucja, w tym:	344	226	52%
Przyłączanie nowych odbiorców	130	83	57%
Linie dystrybucyjne	123	91	35%
Energetyka Odnawialna, w tym:	11	15	-27%
Modernizacje i odtworzenie	7	5	40%
Obrót i pozostałe	51	43	19%
SUMA	1 063	880	21%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	1 008	855	18%

Kluczowe dane operacyjne

Produkcja energii netto według źródeł, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	I kw. 2019	I kw. 2018	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	8,86	9,82	-10%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	2,85	3,95	-28%
Elektrociepłownie opalane węglem	1,66	1,80	-8%
Elektrociepłownie opalane gazem	1,43	1,49	-4%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,07	0,05	40%
Elektrociepłownie opalane odpadami komunalnymi	0,01	0,00	-
Elektrownie szczytowo-pompowe	0,17	0,11	55%
Elektrownie wodne	0,14	0,15	-7%
Elektrownie wiatrowe	0,42	0,29	45%
SUMA	15,61	17,66	-12%
w tym produkcja z OZE	0,66	0,51	29%
w tym współspalanie biomasy	0,02	0,02	0%
Sprzedaż do odbiorców finalnych	11,45	10,54	9%
Dystrybucja	9,30	9,19	1%
Sprzedaż ciepła [PJ]	20,86	23,48	-11%

Zmiany w segmencie Energetyka Konwencjonalna

Wydzielenie segmentu Ciepłownictwo

Od I kwartału 2019 PGE wydzieliła nowy segment Ciepłownictwo – w poprzednich okresach aktywa i wyniki nowego segmentu ujmowane były w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Nowy układ prezentacyjny ma na celu poprawić transparentność oraz wzmocnić nadzór nad realizacją Strategii Ciepłownictwa (zdefiniowaną jako jeden z kluczowych obszarów rozwoju Grupy).

I kw. 2019	Metryka	Energetyka Konwencjonalna	Ciepłownictwo
Strona przychodowa	<i>Produkcja energii [TWh]</i>	11,93	2,94
	Przychody ze sprzedaży energii [mln PLN]*	4 430	1 140
	<i>Produkcja ciepła [PJ]</i>	2,40	19,03
	Przychody ze sprzedaży ciepła [mln PLN]	65	703
Strona kosztowa	<i>Emisja CO2 [mln ton]</i>	13,55	2,99
	Opłata za emisję CO2 [mln PLN]	833	146
	<i>Zużycie paliw (od dostawców zewnętrznych)</i>		
	- węgiel kamienny [tys. ton]	1 489	1 089
	- gaz ziemny [mln m3]	n/d	381
	Koszt paliwa od dostawców zewn. [mln PLN], w tym:	497	679
	- węgiel kamienny	450	319
	- gaz ziemny	n/d	341
	<i>Zatrudnienie [tys. etatów]</i>	21,49	4,17
	Koszty osobowe [mln PLN]	705	137
Wyniki	EBITDA [mln PLN]	683	405
	EBIT [mln PLN]	272	256

*Na przychody składa się własna produkcja oraz obrót towarowy.

Wydzielenie segmentu Ciepłownictwo

Aktywa segmentu Ciepłownictwo:



Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	4 725	3 048	55%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4 430	2 803	58%
Regulacyjne usługi systemowe	104	83	25%
Przychody ze sprzedaży ciepła	65	75	-13%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	9	8	13%
Koszty rodzajowe, w tym:	3 196	2 563	25%
Amortyzacja	431	413	4%
Zużycie materiałów	672	684	-2%
Zużycie energii	3	2	50%
Usługi obce	341	291	17%
Podatki i opłaty	1 013	470	116%
Koszty osobowe	705	672	5%
Pozostałe koszty	31	31	0%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 694	2 134	26%
Koszt własny sprzedaży	4 193	2 513	67%
EBIT	272	320	-15%
EBITDA	683	709	-4%

Przychody i koszty segmentu

Ciepłownictwo*

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	2 016	1 866	8%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	1 140	876	30%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	1	14	-93%
Przychody ze sprzedaży ciepła	703	771	-9%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	5	178	-97%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 258	1 116	13%
Amortyzacja	149	135	10%
Zużycie materiałów	699	649	8%
Zużycie energii	2	2	0%
Usługi obce	88	74	19%
Podatki i opłaty	174	120	45%
Koszty osobowe	137	127	8%
Pozostałe koszty	8	9	-11%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 132	994	14%
Koszt własny sprzedaży	1 646	1 309	26%
EBIT	256	446	-43%
EBITDA	405	581	-30%

* W skład segmentu wchodzi: Zespół Elektrociepłowni Bydgoszcz oraz Elektrociepłownie: Czechnica, Gdańsk, Gdynia, Gorzów, Kielce, Kraków, Lublin, Wrocław, Rzeszów, Toruń, Zawidawie, Zgierz, Zielona Góra. Segment prezentowany od I kw. 2019. Wcześniej aktywa segmentu prezentowane były w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna.

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Odnawialna

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	262	212	24%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	175	112	56%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	19	30	-37%
Regulacyjne usługi systemowe	65	69	-6%
Koszty rodzajowe, w tym:	179	171	5%
Amortyzacja	65	64	2%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	53	37	43%
Usługi obce	20	21	-5%
Podatki i opłaty	16	24	-33%
Koszty osobowe	22	21	5%
Pozostałe koszty	2	3	-33%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	157	152	3%
Koszt własny sprzedaży	165	153	8%
EBIT	100	50	100%
EBITDA	165	114	45%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 541	1 516	2%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych	1 463	1 448	1%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	52	42	24%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 219	1 204	1%
Amortyzacja	299	293	2%
Zużycie materiałów	14	14	0%
Zużycie energii	119	156	-24%
Usługi obce	357	351	2%
Podatki i opłaty	117	111	5%
Koszty osobowe	307	274	12%
Pozostałe koszty	6	5	20%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 134	1 124	1%
Koszt własny sprzedaży	1 134	1 124	1%
EBIT	346	346	0%
EBITDA	645	638	1%

Przychody i koszty segmentu

Obrót

[mln PLN]	I kw. 2019	I kw 2018	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	5 440	3 650	49%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 390	2 507	35%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	1 226	69	1677%
Przychody ze sprzedaży gazu	157	255	-38%
Przychody ze sprzedaży innych paliw	425	646	-34%
Koszty rodzajowe, w tym:	344	384	-10%
Amortyzacja	8	7	14%
Zużycie materiałów	1	1	0%
Zużycie energii	1	1	0%
Usługi obce	73	85	-14%
Podatki i opłaty	159	198	-20%
Koszty osobowe	86	75	15%
Pozostałe koszty	16	17	-6%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	38	54	-30%
Koszt własny sprzedaży	5 106	3 129	63%
EBIT	161	182	-12%
EBITDA	169	189	-11%

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	I kw. 2019	I kw. 2018	
Operacyjne	727	1 681	
Inwestycyjne	-1 873	-1 818	
Finansowe	1103	-60	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	-43	-197	

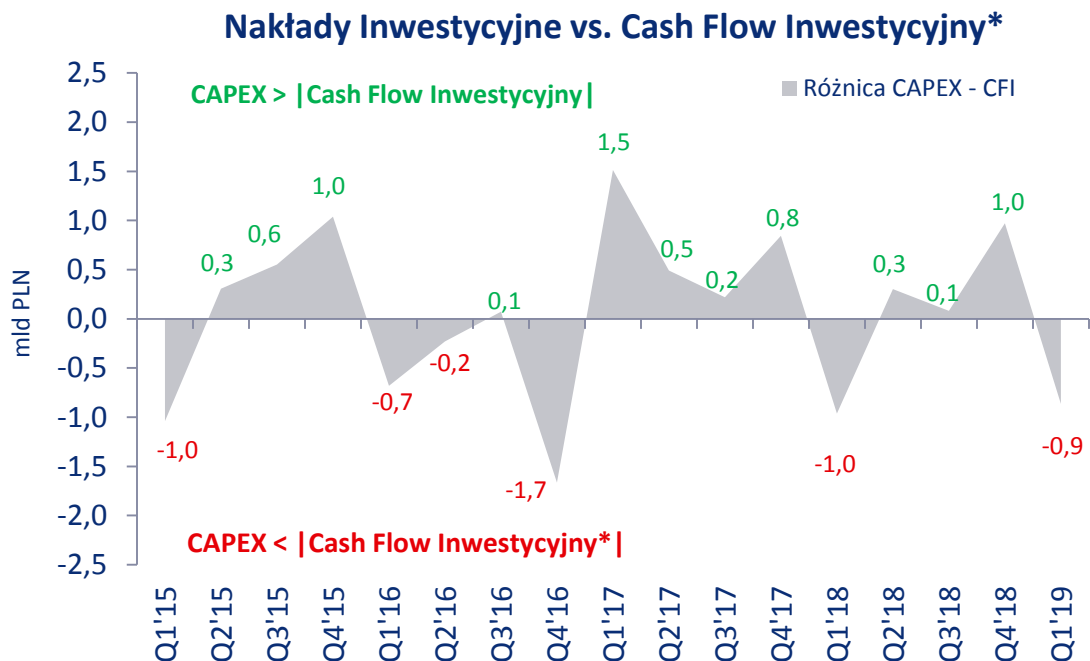
Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. I kw. 2019	B.O. I kw. 2019	Δ I kw. 2019
Środki pieniężne i ekwiwalenty	1 237	1 281	-44
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	9	7	2
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-362	-180	-182
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	884	1 108	-224
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-5 582	-4 347	-1 235
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-7 195	-6 361	-834
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-12 777	-10 708	-2 069
Zadłużenie netto*	-11 893	-9 600	-2 293

Wzrost zadłużenia netto k/k nastąpił m.in. na skutek wdrożenia MSSF 16 i ujęcia prawa wieczystego użytkowania oraz najmu w kategorii zobowiązania z tytułu leasingu, co przełożyło się na dodatkowe 875 mln PLN zadłużenia netto.

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

CAPEX vs Cash Flow Inwestycyjny



W IV kw. 2018 nakłady inwestycyjne były większe niż wydatki gotówkowe, prowadzone prace inwestycyjne nie miały przełożenia na wzrost długu netto.

W I kw. 2019 płatności gotówkowe były większe niż CAPEX.

Uśredniając kwartały IV kw. 2018 oraz I kw. 2019 tempo przyrostu długu netto to około 700 mln na kwartał – pomijając wpływ MSSF 16 reklasyfikujący użytkowanie na leasing.

	Q4'18	Q1'19
Nakłady Inwestycyjne	3 097	1 008
CF Inwestycyjny - wpływy	2 126	1 873
Różnica CAPEX - CF Inwestycyjny	971	-865

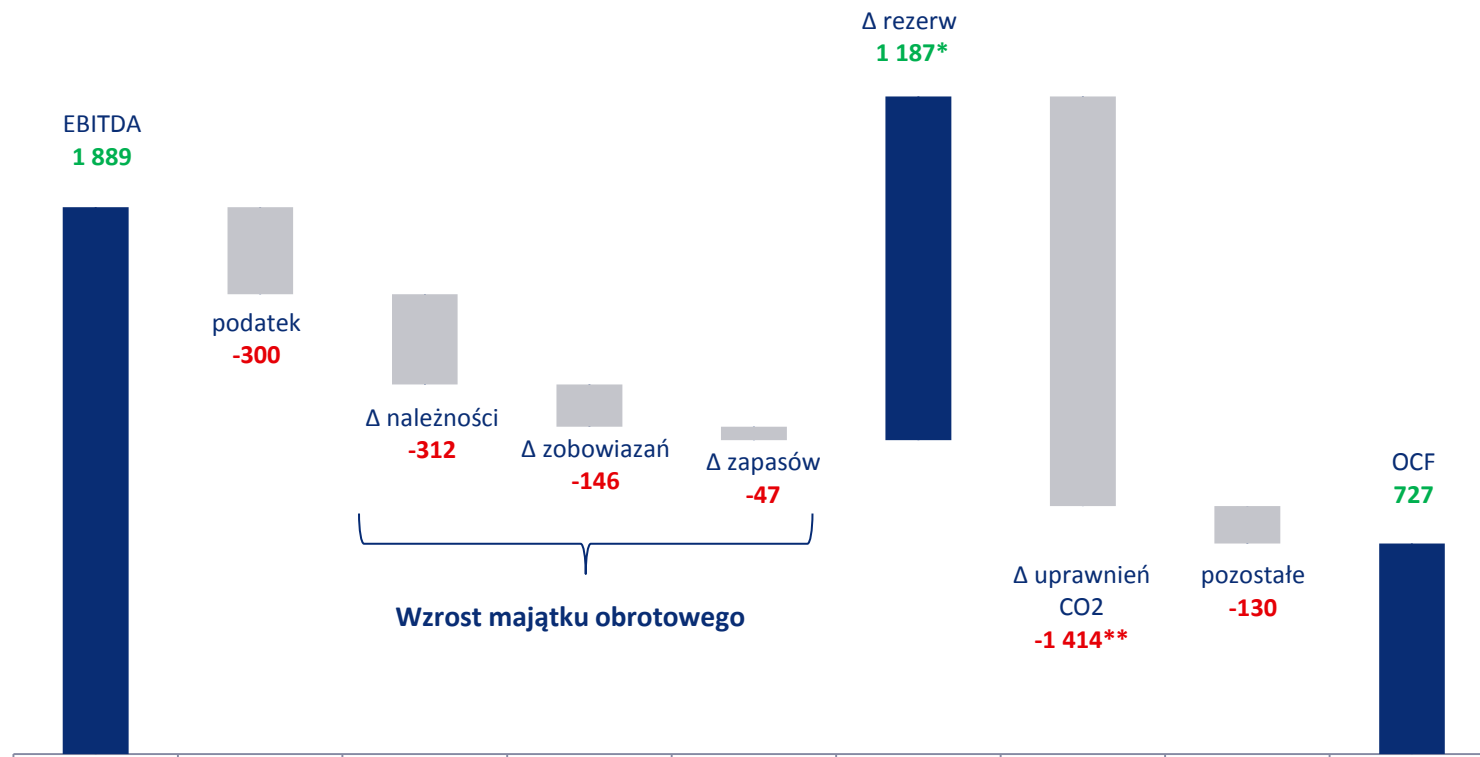
	Q4'18	Q1'19
Przyrost zadłużenia netto w kwartale	-22	2 293
w tym: efekt MSSF 16 (reklasyfikacja na leasing)		875
Przyrost zadłużenia netto (bez MSSF 16)	-22	1 418

*Wykres: Cash Flow Inwestycyjny bez transakcji z EDF (Q4'17)

EBITDA vs. Cash Flow Operacyjny (OCF)- I kw. 2019

Czyli co wpłynęło dodatkowo na wzrost długu netto

Δ Prezentowane na wykresie wielkości oznaczone symbolem delta oznaczają różnicę wielkości bilansowej 31.03.2019 vs. 31.12.2018



*W tym rezerwa utworzona w I kw. 2019 związku z kosztami emisji dwutlenku węgla w wysokości 976 mln PLN.

**Wydatki gotówkowe związane z zakupem uprawnień CO2: 1 456 mln PLN. W związku z rozliczaniem kontraktów terminowych na zakup uprawnień na potrzeby rozliczenia emisji CO2 z roku 2018, wydatki gotówkowe (zakup) były w I kw. 2019 większe niż koszty (rezerwa) o 0,5 mld PLN – co obciążało CF operacyjny.

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

Darmowe uprawnienia otrzymane na własne potrzeby 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 2019 r.

W I kw. 2019 r. instalacje GK PGE wyemitowały 16,54 mln ton CO₂. Koszty związane z emisją CO₂ w I kw. 2019 r. wyniosły ok. 976 mln PLN.

W kwietniu 2019 r. jednostki z GK PGE otrzymały nieodpłatne uprawnienia do emisji CO₂ w ilości 14 mln ton na produkcję energii elektrycznej w 2018 r. oraz dodatkowy przydział uprawnień za lata 2013-2017 w ilości 11 mln ton. Ponadto w lutym br. zostało przyznane ok. 1 mln ton na produkcję ciepła w 2019 r. W kwietniu 2019 r. Grupa PGE zakończyła proces rozliczenia roku 2018 (tzn. GK PGE umorzyła uprawnienia odpowiadające emisji z 2018 r.).

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

	EUA	
	Ilość (mln Mg)	Wartość (mln PLN)
Stan na dzień 1 stycznia 2018	62	1 442
Zakup	39	1 714
Przyznane nieodpłatnie	17	-
Umorzenie	-70	-1 311
Sprzedaż	-11	-234
Stan na dzień 31 grudnia 2018	37	1 611
Zakup	39	1 456
Przyznane nieodpłatnie	1	-
Umorzenie	-	-
Reklasyfikacja do zapasów	-1	-42
Stan na dzień 31 marca 2019	76	3 025

**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 1 stycznia 2019 r.	1 921
Umorzenie	-
Rozwiązanie	-
Utworzenie rezerwy w I kw. 2019 r.	976
Pozostałe zmiany	1
Stan na 31 marca 2019 r.	2 898

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

	I kw. 2019 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	5 848
Podatki i opłaty	1 463

Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w I kw. 2019



Odchylenie
EBITDA
I kw.'18
EBITDA
I kw.'19

EBITDA I kw. 2018	Produkcja e.e. - ilość	Produkcja e.e. - cena	Wynik na opt. portfela e.e.	Przychody RUS	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
709	-348	837	60	21	18	-551	-33	-30	683
	2 368		70	83	515	282	672		
	2 857		130	104	497	833	705		

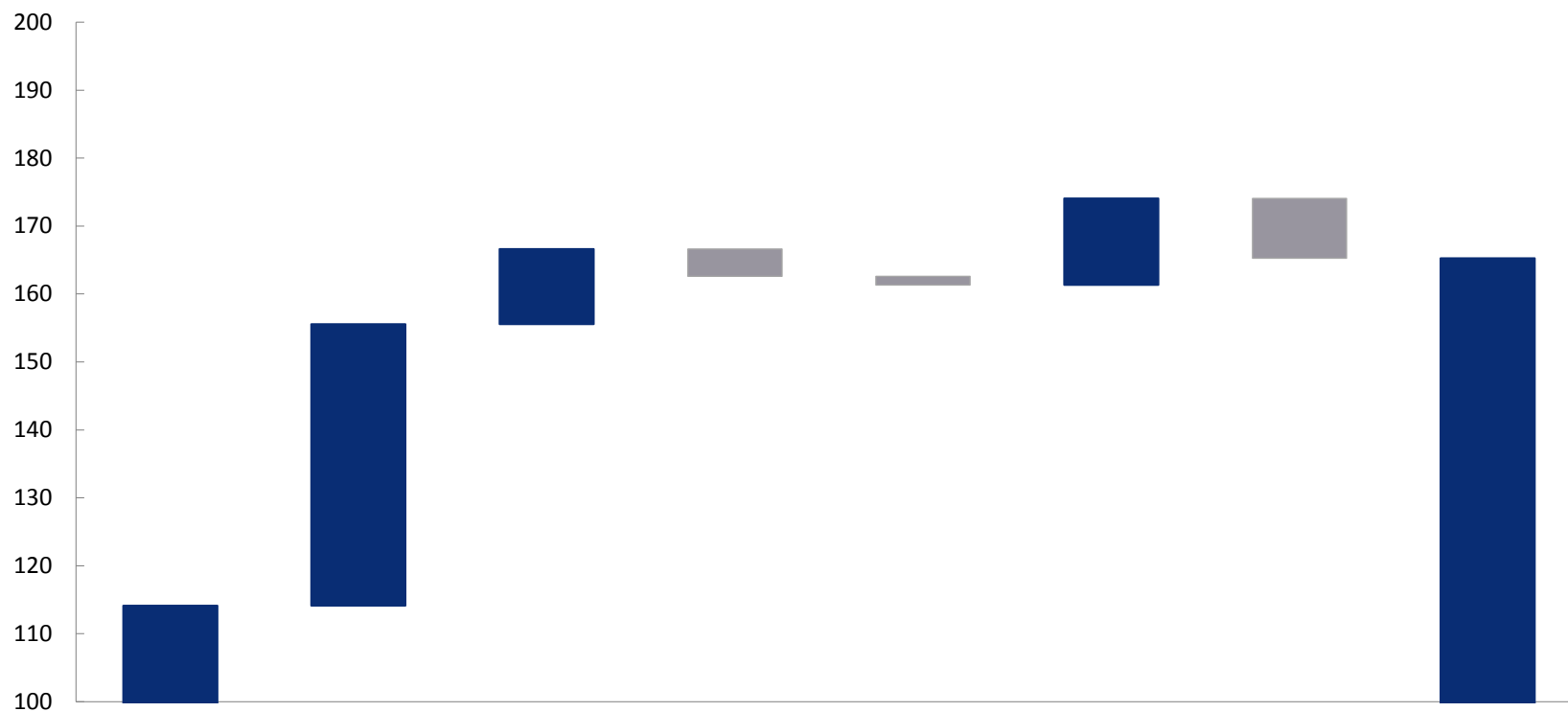
Ciepłownictwo – EBITDA w I kw. 2019



Odchylenie
EBITDA
I kw.'18
EBITDA
I kw.'19

* zawiera sprzedaż ciepła, mocy zamówionej i dystrybucję ciepła.

Energetyka Odnawialna – EBITDA w I kw. 2019



Odchylenie

EBITDA
I kw.'18

EBITDA
I kw.'19

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

Dystrybucja – EBITDA w I kw. 2019

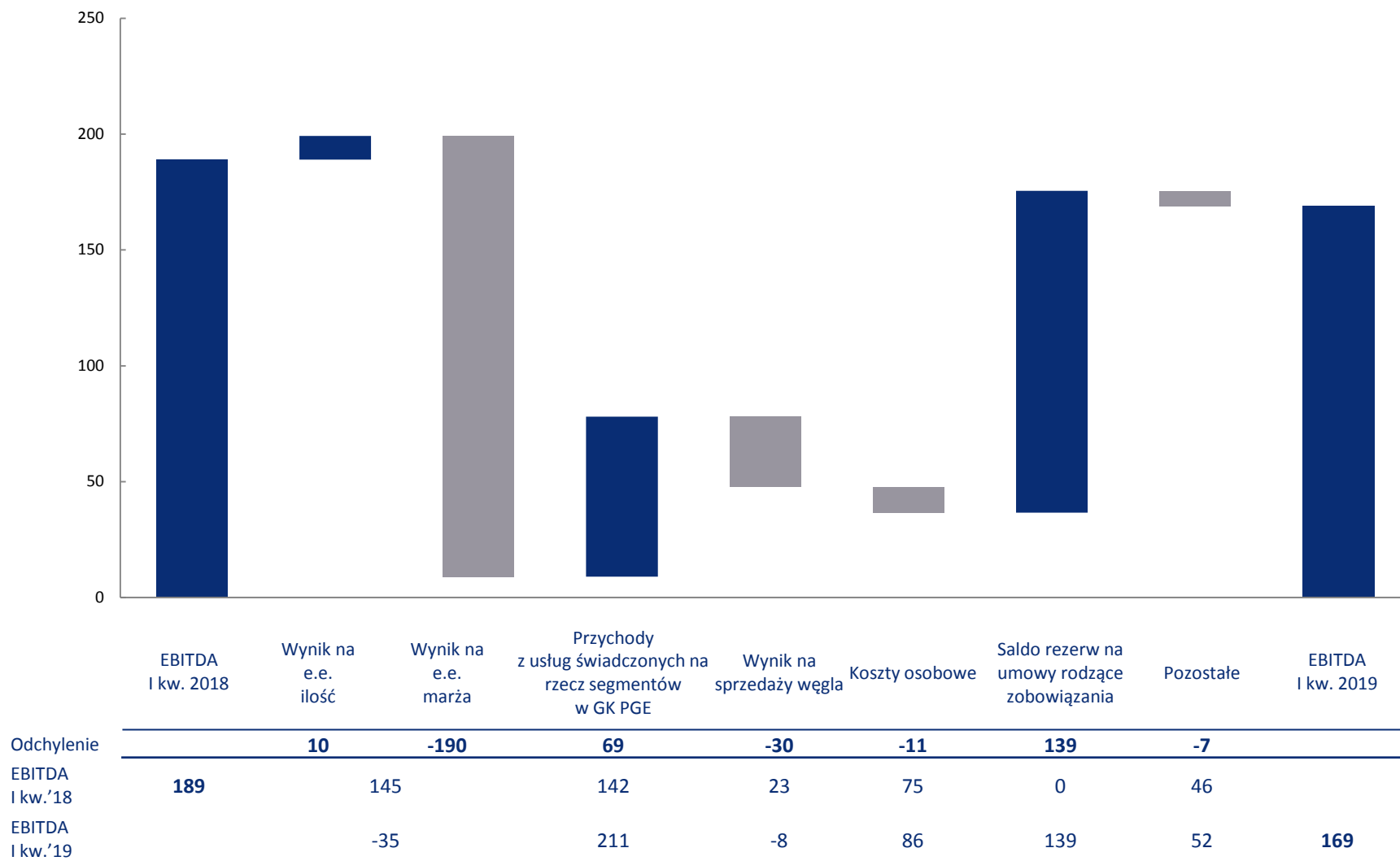


	EBITDA I kw. 2018	Wolumen dystrybuowanej e.e.	Zmiana taryfy dystrybucyjnej*	Różnica bilansowa**	Podatek od nieruchomości	Koszty osobowe	Pozostałe	EBITDA I kw. 2019
Odchylenie		13	-4	38	-5	-33	-2	
EBITDA I kw.'18	638	1 116		147	96	274		
EBITDA I kw.'19		1 125		109	101	307		645

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

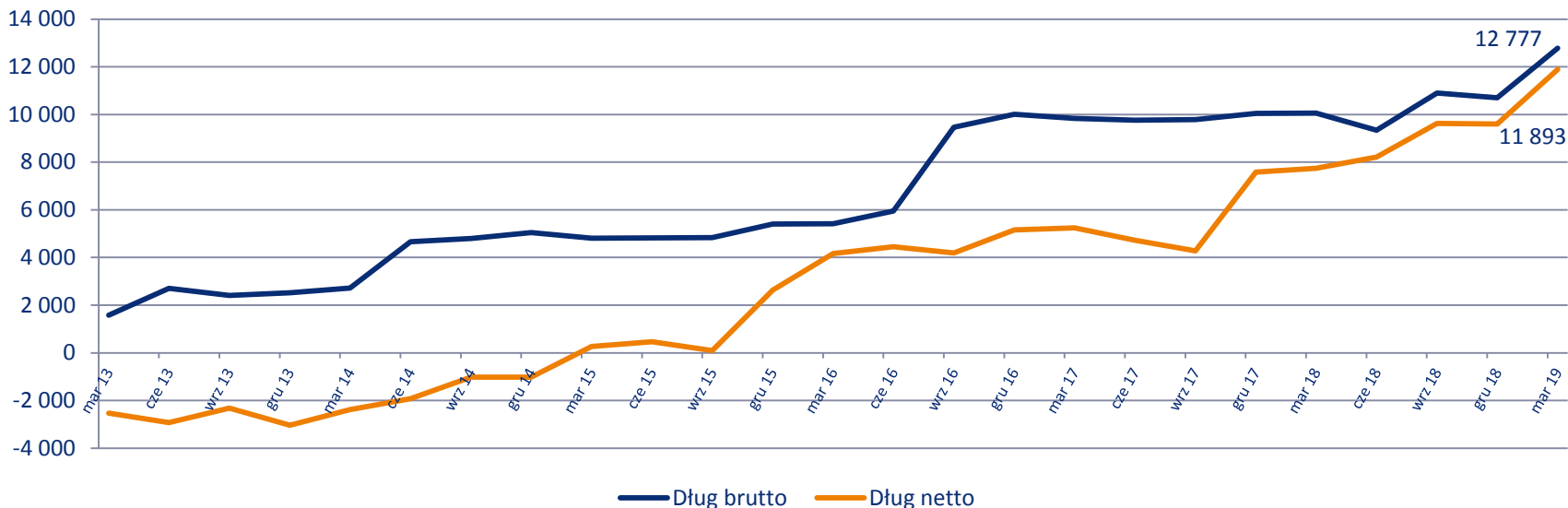
** skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego.

Obrót – EBITDA w I kw. 2019

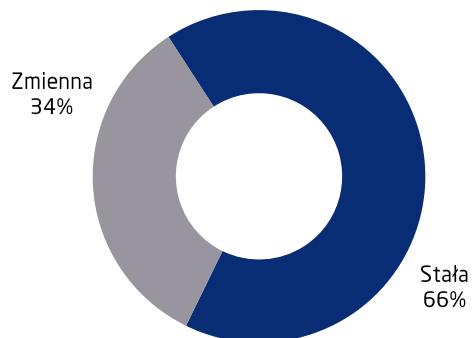


Struktura długu oraz zadłużenie (stan na 31.03.2019)

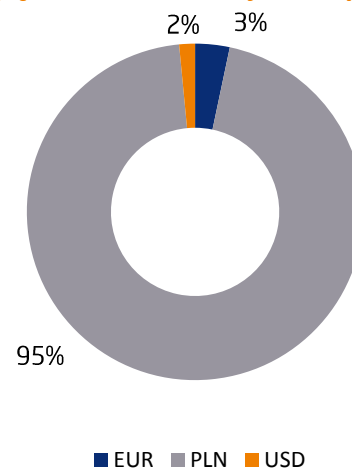
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

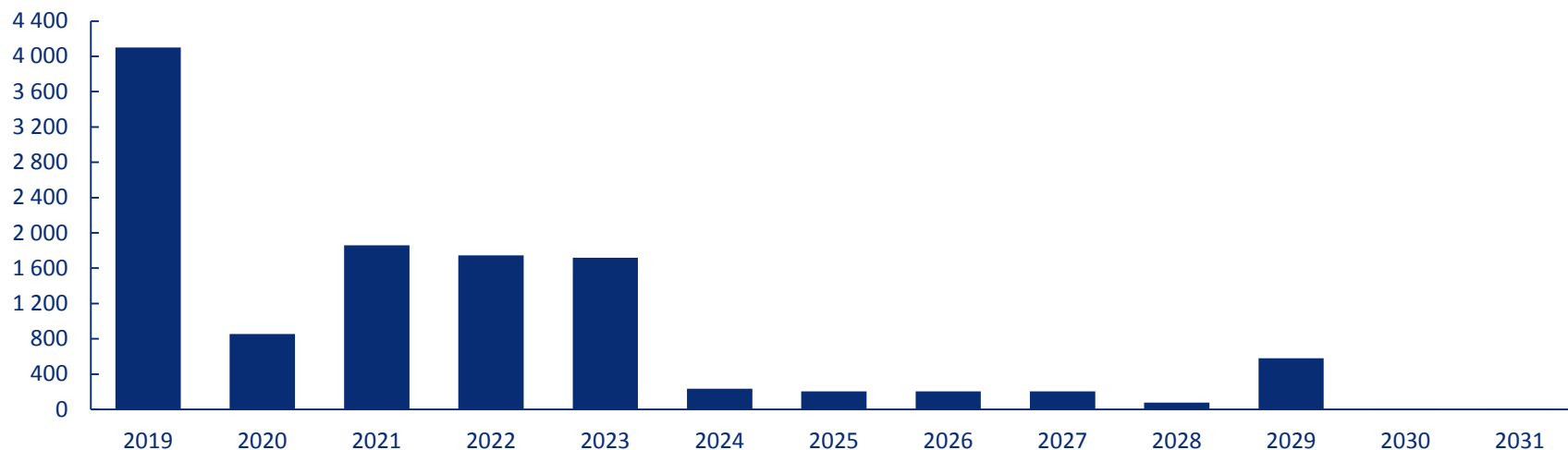


Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia (po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających)

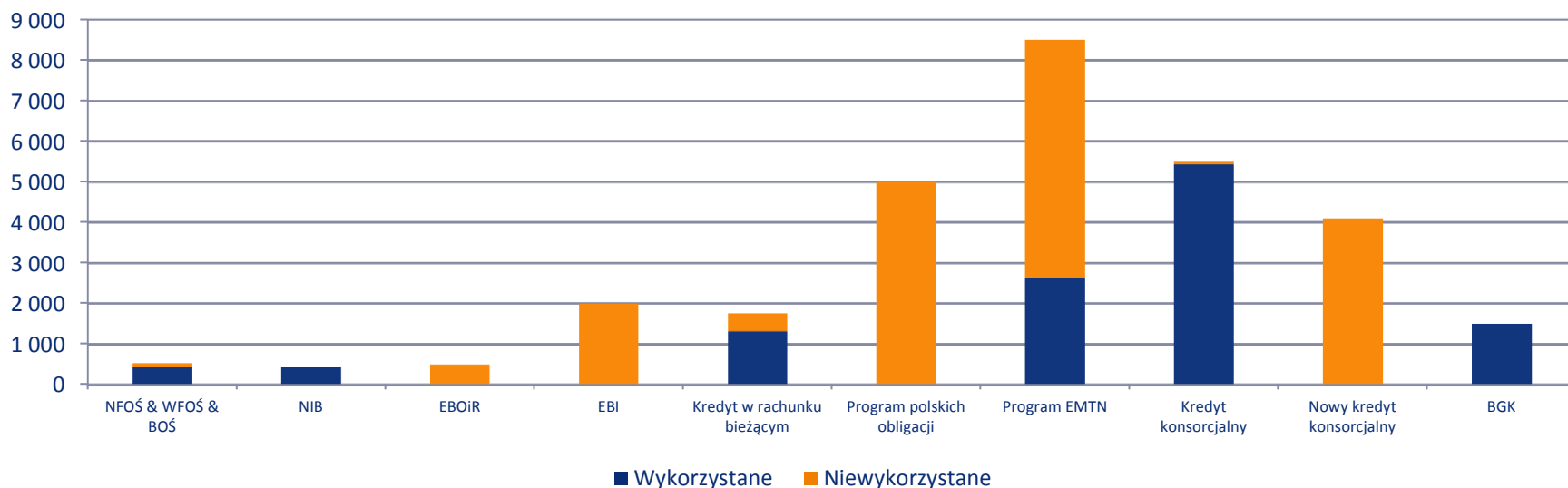


Zapadalność zadłużenia oraz dostępność finansowania

Profil zapadalności zadłużenia (w mln PLN) na 31 marca 2019 r.



Wykorzystanie i dostępność zewnętrznego finansowania (w mln PLN) wg stanu na 31 marca 2019 r.



Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	I kw. 2019	2018
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	12 777
	Zadłużenie netto (mln PLN)	11 893
	Dług netto/12M EBITDA	1,97x
	Dług netto/Kapitał własny	0,25x

	MOODY'S	FITCH
Silna pozycja finansowa potwierdzona przez agencje ratingowe	Długoterminowy rating spółki (IDR)	Baa1
	Perspektywa ratingu	stabilna
	Data nadania ratingu	2 września 2009
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	7 listopada 2018
	Rating niezabezpieczonego zadłużenia	BBB+
	Data ostatniej zmiany ratingu	4 sierpnia 2011
	Data ostatniego potwierdzenia ratingu	15 lutego 2019
	Długoterminowy rating krajowy spółki	AA (pol)
	Data nadania ratingu	10 sierpnia 2012
	Data ostatniej zmiany ratingu	3 sierpnia 2016

Emisja obligacji krajowych w maju 2019

Emisja 10-letnich obligacji zakończona sukcesem

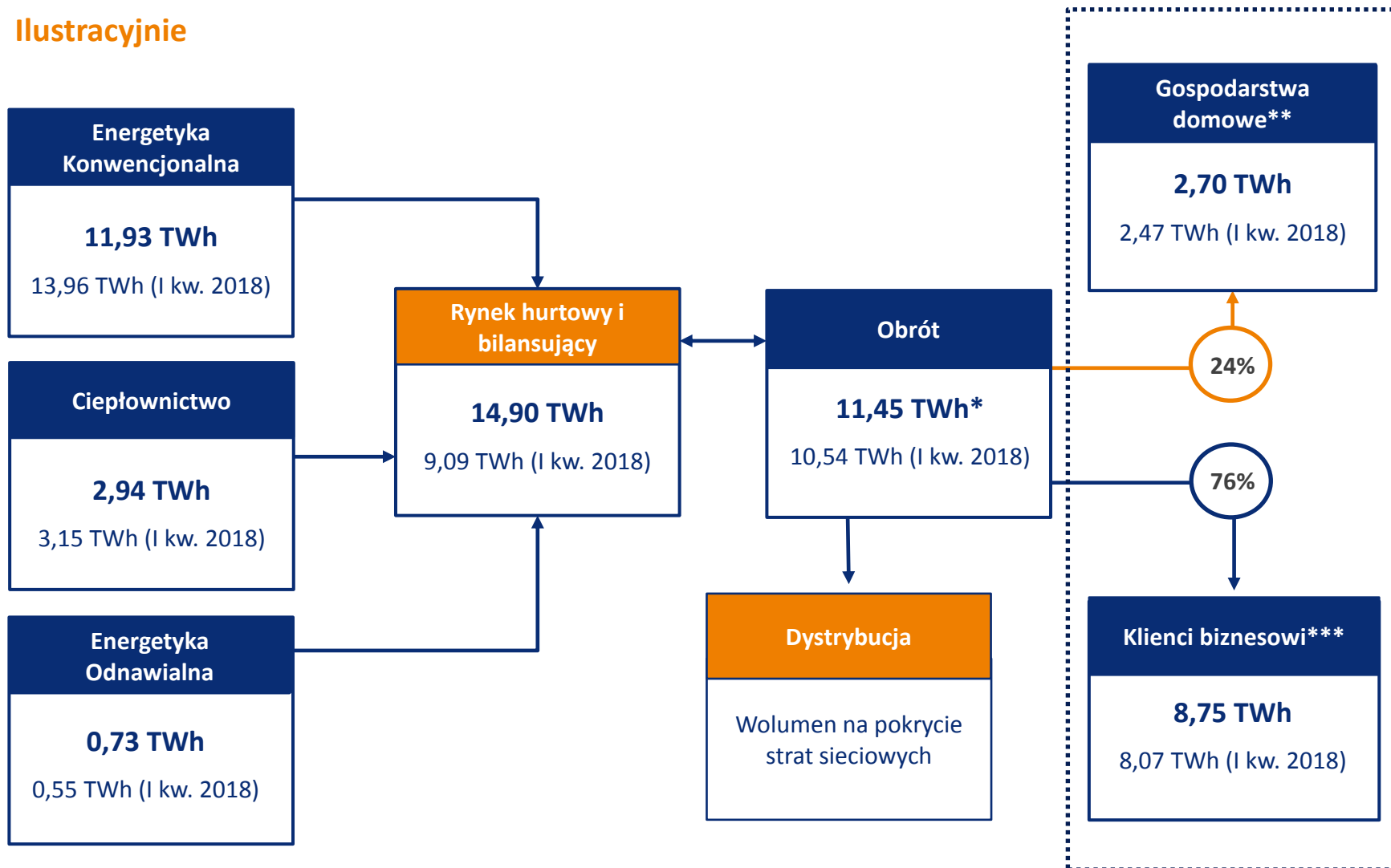
- Emisja obligacji o łącznej wartości 1,4 mld zł: 1 mld (10 lat), 0,4 mld zł (7 lat)
- Pierwsza w Polsce emisja obligacji o 10-letnim horyzoncie inwestycyjnym wyemitowanych przez przedsiębiorstwo przemysłowe
- Dwukrotna nadsubskrypcja
- Rating krajowy Fitch na poziomie AA(pol) - bardzo niskie ryzyko w porównaniu z innymi emitentami lub emisjami występującymi w Polsce

Szczegółowe warunki emisji

<i>Emitent</i>	PGE Polska Grupa Energetyczna SA	
<i>Rodzaj instrumentu</i>	Senioralne (niepodporządkowane) obligacje na okaziciela emitowane w ramach krajowego programu emisji obligacji Emitenta z limitem zadłużenia 5 mld PLN	
<i>Kwota emisji</i>	1 000 000 000 PLN	400 000 000 PLN
<i>Okres zapadalności obligacji</i>	10 lat	7 lat
<i>Oprocentowanie obligacji</i>	WIBOR 6M + marża 140 p.b.	WIBOR 6M + marża 120 p.b.
<i>Data emisji</i>	21 maja 2019 r.	21 maja 2019 r.
<i>Rating emisji Fitch</i>	AA (pol)	AA (pol)
<i>Notowanie</i>	Rynek Catalyst (w terminie do 90 dni od daty emisji)	
<i>Agent, Dealer</i>	Bank Pekao S.A.	

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w I kw. 2019

Ilustracyjnie

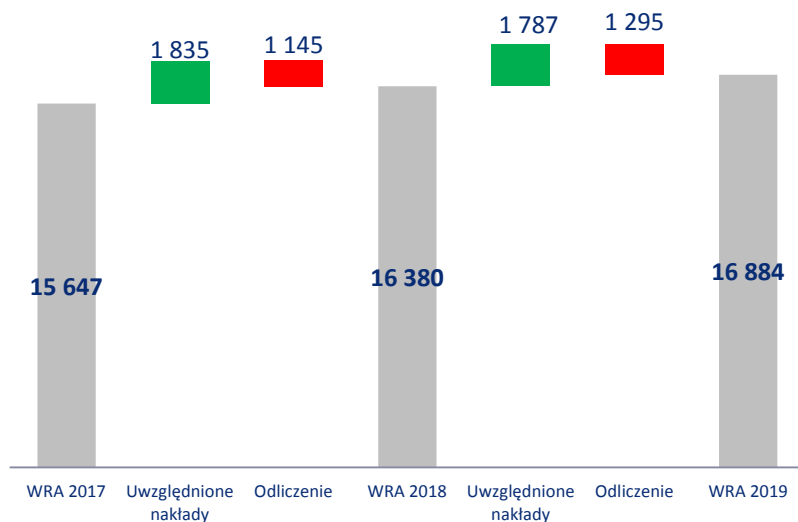


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

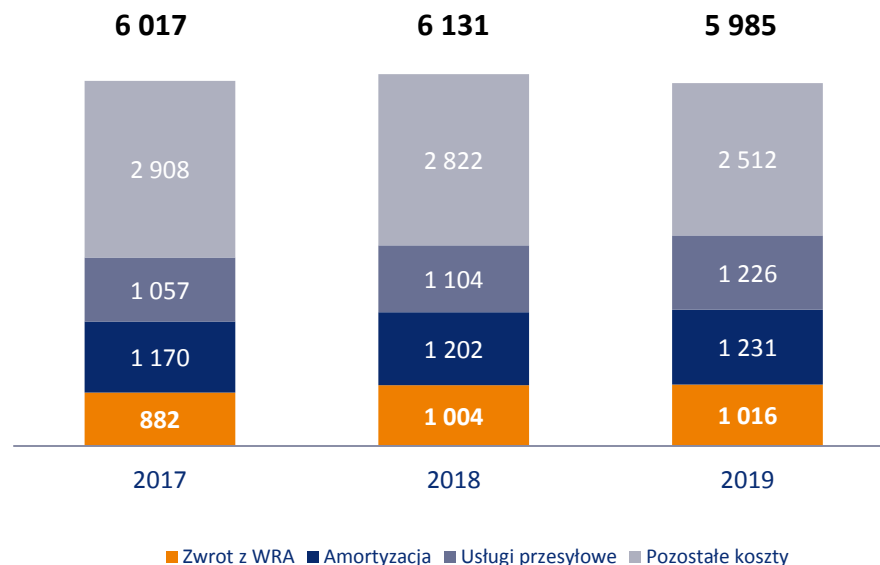
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

Fundamenty dystrybucji

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



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

2017	2018	2019
5,633%	6,015%	6,015%

Zwrot z WRA:

2017	2018	2019
100%	101%**	100%

* Na podstawie taryfy

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

Analitycy sell-side pokrywający PGE

Instytucja	Analityk
BOŚ	Jakub Viscardi
Citigroup	Piotr Dzięciołowski
Erste Group	Tomasz Duda
Exane BNP Paribas	Michael Harleaux
IPOPEMA	Robert Maj
JP Morgan	Michał Kuzawiński
mBank	Kamil Kliszc
Pekao	Maksymilian Piotrowski
PKO BP	Stanisław Ozga
Raiffeisen Centrobank	Teresa Schinwald
Santander Biuro Maklerskie	Paweł Puchalski
Societe Generale	Bartłomiej Kubicki
Wood & Company	Ondrej Slama

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

