

Wyniki finansowe i operacyjne za III kwartał i 9 miesięcy 2018

13 listopada 2018 roku



Agenda

✓ Henryk Baranowski – Prezes Zarządu

- Podsumowanie
- 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



Przegląd III kwartału i 9 miesięcy 2018

Wyniki finansowe

III kwartał 2018

- EBITDA: **1,5 mld PLN** (-45%)
- EBITDA powtarzalna: **1,5 mld PLN** (0%)
- Zysk netto: **0,4 mld PLN** (-72%)

9M 2018

- EBITDA: **5,1 mld PLN** (-16%)
- EBITDA powtarzalna: **5,2 mld PLN** (8%)
- Zysk netto: **1,7 mld PLN** (-43%)

Wyniki operacyjne

III kwartał 2018

- Produkcja: **16,2 TWh** (+19%)
- Dystrybucja: **9,1 TWh** (+4%)
- Sprzedaż detaliczna: **10,8 TWh** (+9%)
- Sprzedaż ciepła: **3,3 PJ** (+152%)

9M 2018

- Produkcja: **49,1 TWh** (+18%)
- Dystrybucja: **27,1 TWh** (+3%)
- Sprzedaż detaliczna: **31,5 TWh** (+6%)
- Sprzedaż ciepła: **32,4 PJ** (+171%)

Projekty strategiczne Grupy PGE



Zaawansowanie projektu:

Ogólne zaawansowanie prac – ok. 94%

Kamienie milowe w III kw. 2018 roku:

Zakończenie negocjacji z Generalnym Wykonawcą i podpisanie aneksu
Prace uruchomieniowe na bloku nr 5 oraz montaż na bloku 6

Dotychczas poniesione nakłady inwestycyjne:

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



Zaawansowanie projektu:

Zaawansowanie prac na terenie budowy – ok. 75%

Kamienie milowe w III kw. 2018 roku:

Prace skoncentrowane na zamknięciu budynków przed zimą
Próba ciśnieniowa kotła przewidziana na połowę listopada

Dotychczas poniesione nakłady inwestycyjne:

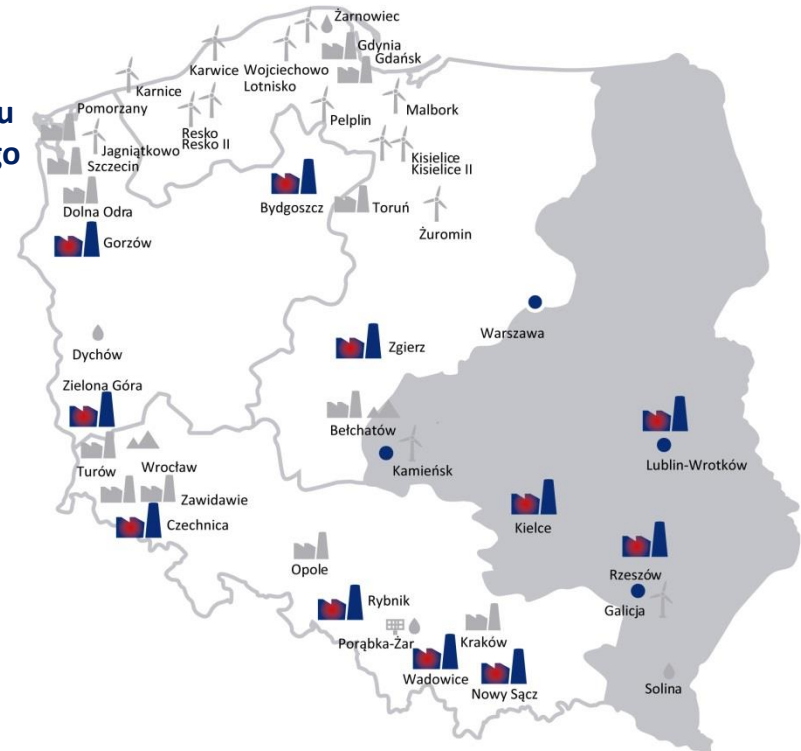
ok. 1,9 mld PLN z 4 mld PLN na projekt (budżet netto)

PGE w procesie zmiany

Odpowiedzialne inwestycje na trasie do energetyki jutra

Realizacja Strategii Ciepłownictwa

- Dalsza integracja nabytych aktywów w ramach Grupy PGE
- **ITPOE w Rzeszowie - instalacja łącząca cechy obiektu gospodarowania odpadami i obiektu energetycznego**
- Plany inwestycyjne w obecnych lokalizacjach:
 - Źródła kogeneracyjne gazowe
 - Kielce
 - Bydgoszcz
 - Zielona Góra
 - Zgierz
 - Czechnica
 - Ciepło z kogeneracji w Rybniku
 - Kotły rezerwowo – szczytowe gazowe (ciepło)
 - Gorzów
 - Lublin
 - Rzeszów
 - Kielce
 - Bydgoszcz
 - Akumulator ciepła w EC Lublin-Wrotków



PGE w procesie zmiany

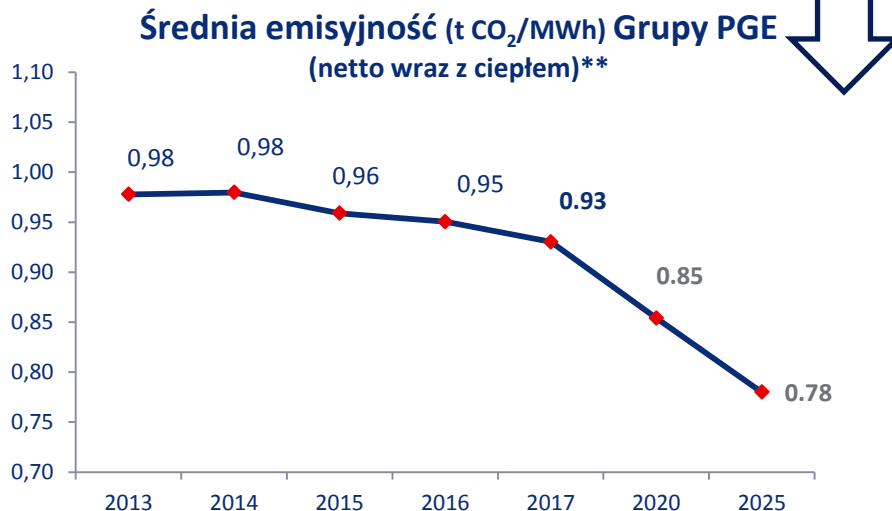
Ograniczanie ekspozycji na ceny uprawnień do emisji CO₂

Projekty rozwojowe

Projekt	Moc	Roczny efekt redukcji emisji CO ₂ *
Opole – bloki 5 i 6	1 800 MW	2,6 mln t
Turów – blok 7	496 MW	0,1 mln t
Wiatr na morzu	1 040 MW	4,0 mln t
Bloki gazowo-parowe	1 500 MW	3,0 mln t
Nowa EC Czechnica	200 MW	1,0 mln t
Wiatr na lądzie	100 MW	0,2 mln t
Fotowoltaika	100 MW	0,1 mln t

Poprawa efektywności istniejących aktywów

- Ograniczenie strat sieciowych w dystrybucji en. elektrycznej i ciepła
- Modernizacja aktywów wytwórczych
- Zmniejszenie zużycia własnego



- Ok. **60 mln ton** unikniętych emisji CO₂ w latach 2016-2026
- Sukcesywna redukcja** średniej emisyjności **po 2025 m.in.:**
 - Dalszy rozwój energetyki wiatrowej (do 2,5 GW w perspektywie 2030),
 - Kolejne nisko- i zeroemisyjne jednostki kogeneracyjne
- Realne wsparcie krajowego planu redukcji emisji**

* Jako efekt zastąpienia w systemie produkcji z el. węglowych o średniej sprawności 35%

** Dla 2020 i 2025 szacowana średnia emisyjność Grupy PGE zgodnie ze wstępnymi harmonogramami ww. planowanych projektów inwestycyjnych (kontrybucja dwóch bloków gazowo-parowych oraz częściowa kontrybucja farmy morskiej)

Szczegółowe wyniki finansowe i operacyjne



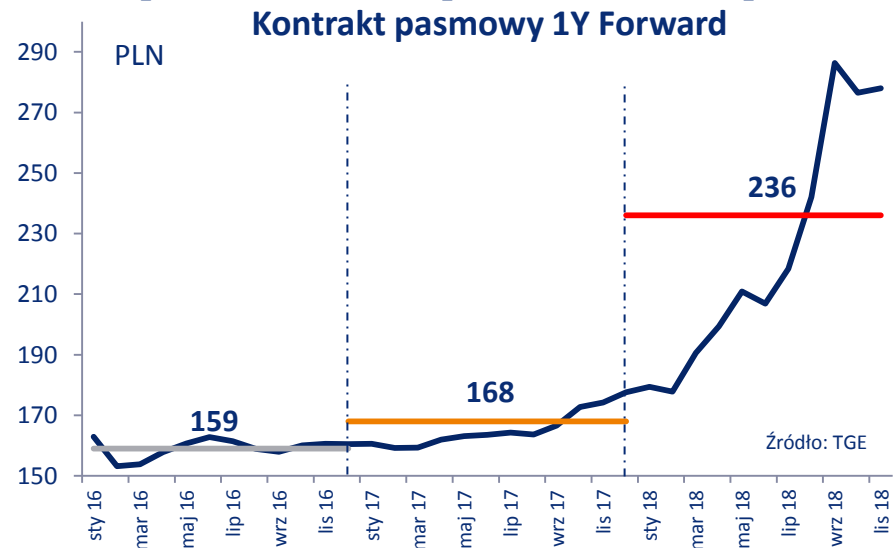
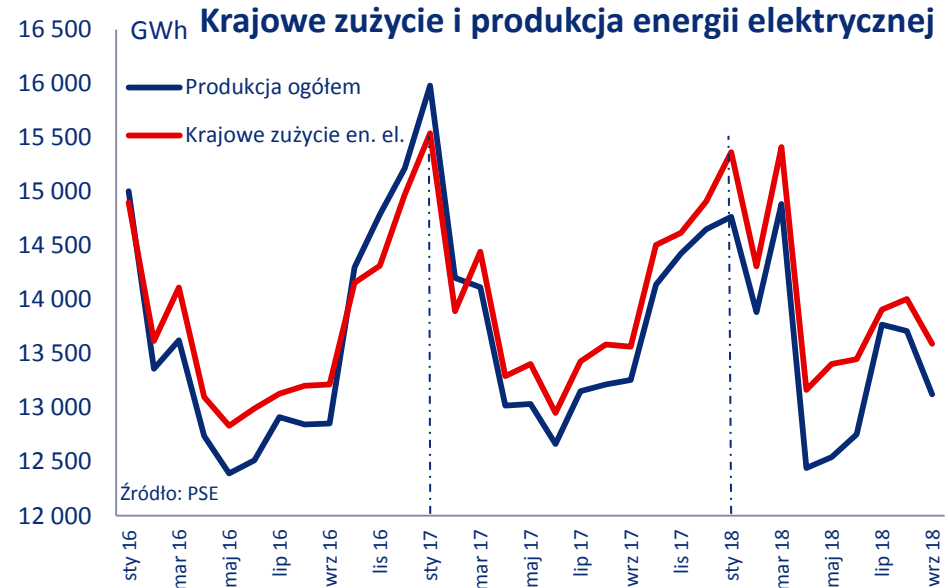
Emil Wojtowicz

Wiceprezes Zarządu ds. Finansowych

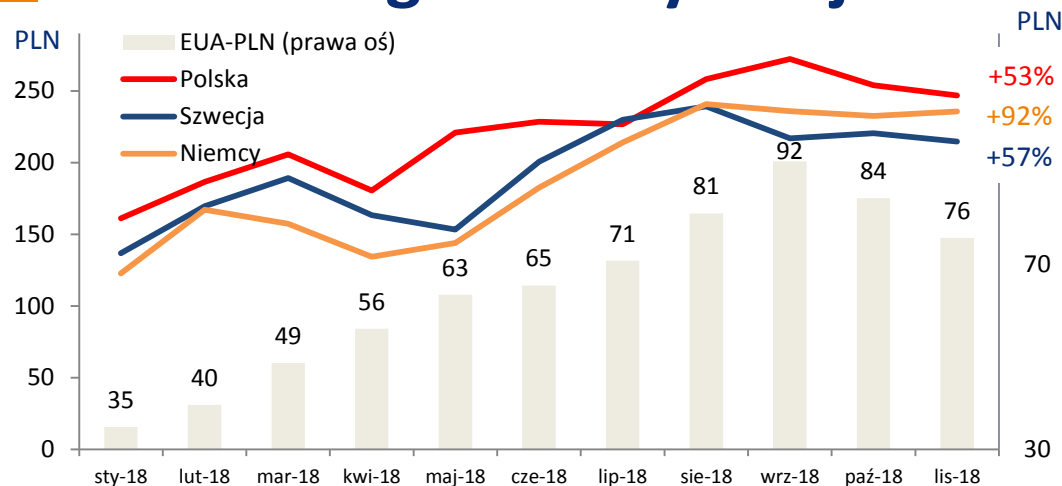
Rynek energii elektrycznej

Dynamiczny wzrost cen

- Wzrost zużycia r/r **+2,3%** (III kw.)
- Wzrost produkcji r/r **+2,5%** (III kw.)
- **Porównywalna nadwyżka importu w III kwartale:** -0,90 TWh vs. -0,93 w 2017 (przepływy fizyczne)
- Kontynuacja dynamicznych wzrostów cen od marca – średnie kwartalne:
 - I kw. 186 PLN/MWh
 - II kw. 206 PLN/MWh
 - III kw. 258 PLN/MWh
 - IV kw. 277 PLN/MWh (do listopada)
- Średnioroczna cena dostawy na 2019 rok **~236 PLN/MWh**
- Średnia cena zrealizowana przez Energetykę Konwencjonalną PGE w 9 miesiącach 2018: **176 PLN/MWh** (178 PLN/MWh wraz z nabytymi aktywami)

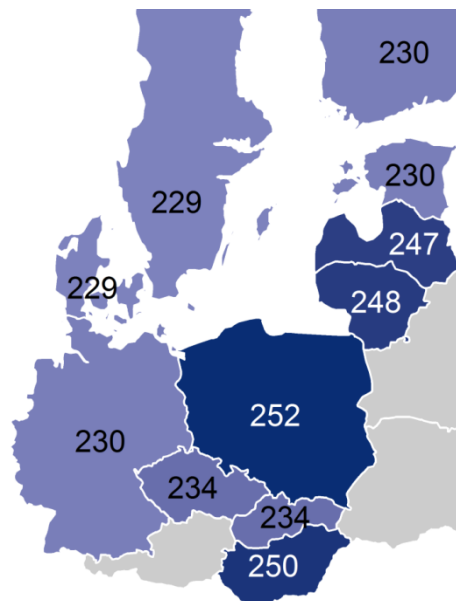


Cena energii elektrycznej



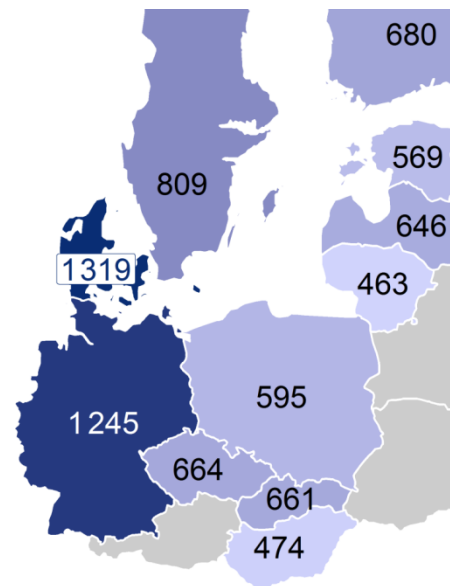
Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, Ceny rynku spot, średnie arytmetyczne cen EUA

Średnie ceny na rynku hurtowym (III kw. 2018)



Źródło: TGE, EEX, EPEX, Nordpool, OTE a.s., PXE

Średnie ceny dla odbiorców indywidualnych (I pół. 2018)

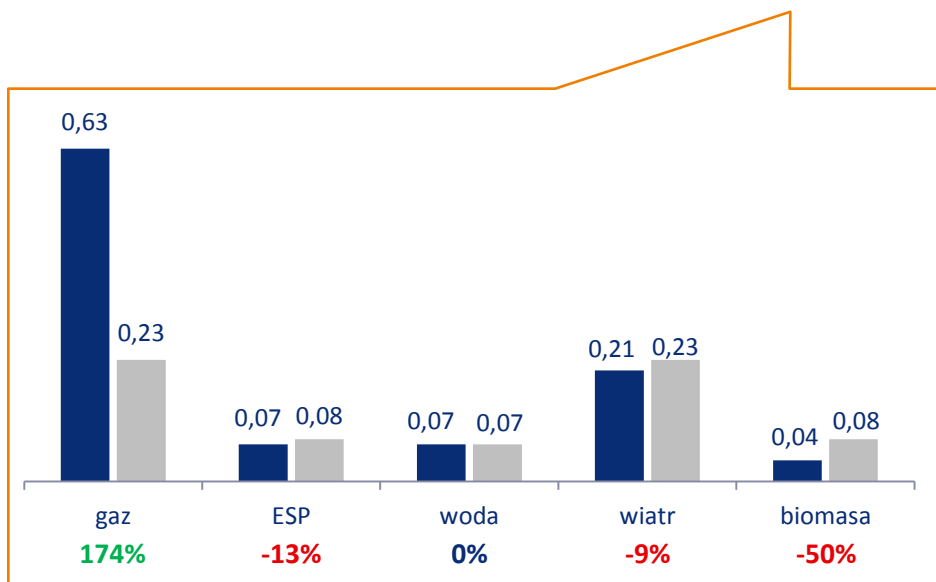
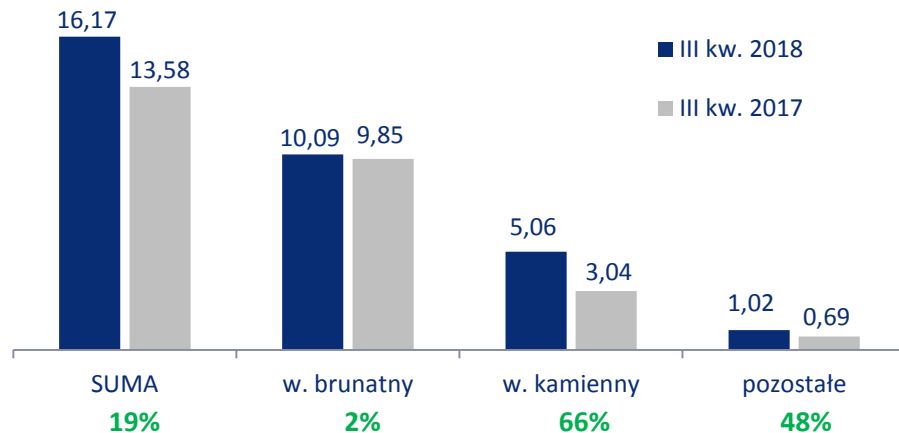


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

- Wzrost cen CO₂ przełożył się na wzrost cen energii elektrycznej niezależnie od miksu wytwórczego kraju
- Spread Polska-Niemcy uległ zawężeniu do poziomu 11 PLN/MWh z poziomu 38 PLN/MWh w styczniu 2018

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

TWh



↑ **Węgiel brunatny:** powrót bloku nr 14 Elektrowni Bełchatów (moc 858 MW) remontowanego w okresie bazowym

↑ **Węgiel kamienny:** ujęcie Elektrowni Rybnik **+1,49 TWh** oraz nabytych elektrociepłowni (Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Czechnica) **+0,43 TWh**

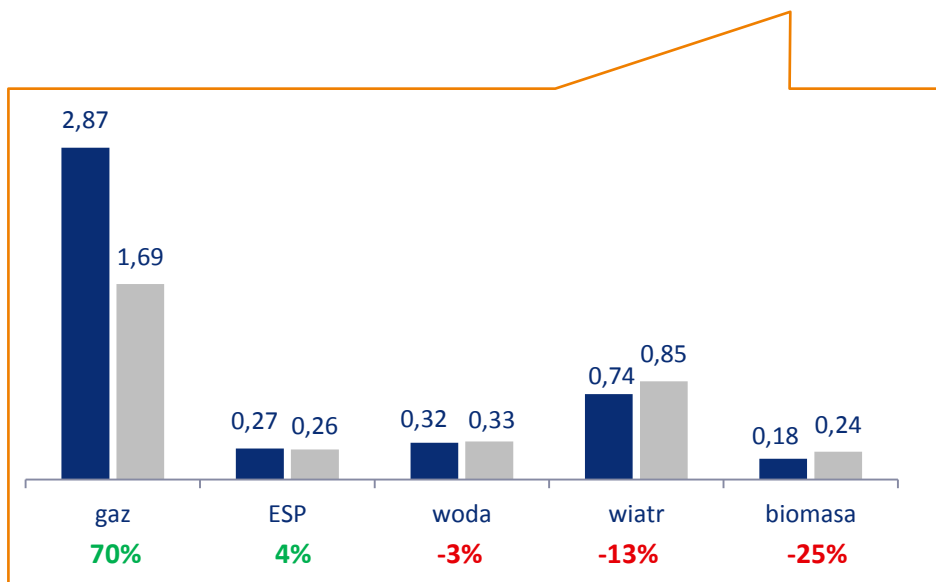
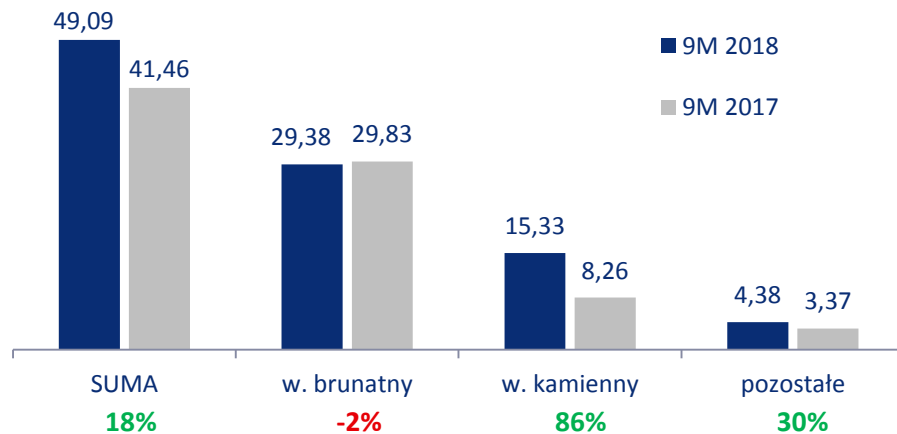
↑ **Gaz ziemny:** ujęcie nabytych elektrociepłowni (EC Toruń, EC Zielona Góra, EC Zawidawie) **+0,38 TWh**

↓ **Wiatr:** mniej korzystne warunki pogodowe

↓ **Biomasa:** ekonomika współspalania

Wolumen produkcji wg paliw – 9M 2018 r/r

TWh



↓ **Węgiel brunatny:** Dłuższy o 4 300 godzin czas postojów remontowych w Elektrowni Turów (modernizacja bloków 1 i 2). Produkcja w Elektrowni Bełchatów na porównywalnym poziomie r/r

↑ **Węgiel kamienny:** ujęcie Elektrowni Rybnik +3,91 TWh oraz nabytych elektrociepłowni (Kraków, Gdańsk, Gdynia, Wrocław, Czechnica) +2,38 TWh

↑ **Gaz ziemny:** ujęcie nabytych elektrociepłowni (Toruń, Zielona Góra, Zawidawie) +1,25 TWh

↓ **Wiatr:** mniej korzystne warunki pogodowe

↓ **Biomasa:** ekonomika współspalania

Kluczowe dane finansowe

Dane skonsolidowane

[mln PLN]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
EBITDA	1 466	2 663	-45%	5 141	6 108	-16%
EBITDA powtarzalna	1 465	1 466	0%	5 223	4 828	8%
EBIT	532	1 883	-72%	2 363	3 815	-38%
EBIT powtarzalny	605	723	-16%	2 647	2 614	1%
Zysk netto dla akcjonariuszy	416	1 463	-72%	1 697	2 960	-43%
Zysk netto dla akcjonariuszy bez odpisów	476	1 493	-68%	1 861	3 024	-38%
Zysk na akcję	0,22	0,78	-72%	0,91	1,58	-42%
Zysk na akcję skorygowany o odpisy	0,26	0,80	-68%	1,00	1,62	-38%

↓ **EBITDA raportowana:** negatywna dynamika z powodu wysokiej bazy (przychody z tytułu korekty końcowej KDT 1,2 mld PLN ujęte w III kwartale 2017)

↓ **EBIT powtarzalny III kw.:** uwypuklenie sezonowości (amortyzacja aktywów ciepłowniczych poza sezonem grzewczym)

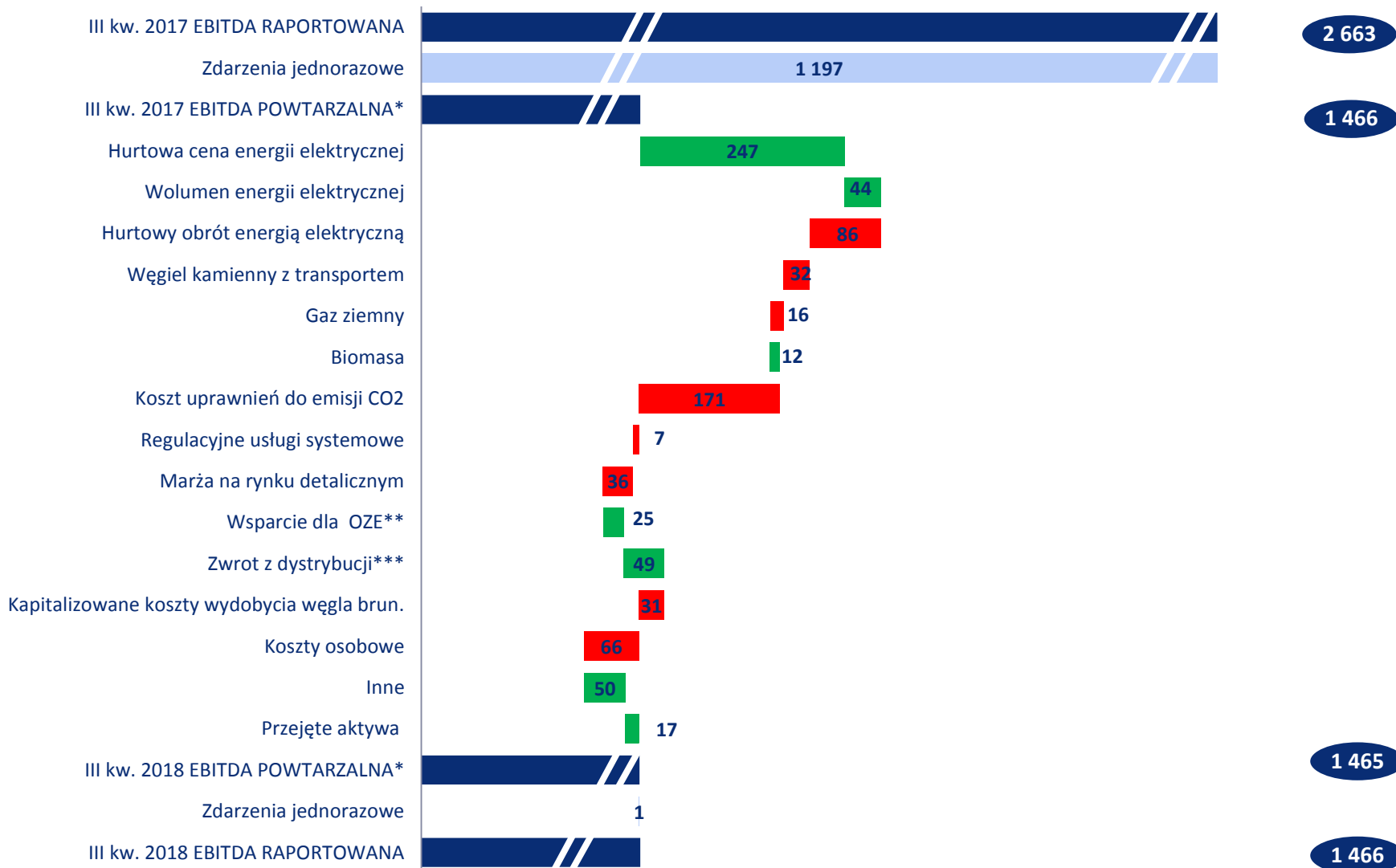
↓ **EBIT raportowany:** obciążony dodatkowo przez negatywny wpływ odpisów aktywów trwałych **74 mln PLN** w III kwartale oraz **202 mln PLN** w 9 miesiącach (przed opodatkowaniem)

[mln PLN]	30.09.2018	30.06.2018	Δ k/k	30.09.2018	31.12.2017	Δ YTD
Zadłużenie netto	9 622	8 201	1 421	9 622	7 579	2 043

Wzrost zadłużenia netto w III kwartale wynika głównie powodu zwiększonego depozytu zabezpieczającego w giełdowych kontraktach terminowych na energię elektryczną (zmienność cen energii w III kw. oraz zmiana przepisów o obliżu giełdowym) w wysokości 871 mln PLN oraz z zakupu uprawnień EUA na rynku spot w wysokości 848 mln PLN.

Główne czynniki budowy wartości EBITDA

mIn PLN



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

Aktywa wytwórcze - konwencjonalne

Wyższe obciążenie kluczowych elektrowni



- Wyższe wykorzystanie El. Bełchatów – blok 14
- Wyższe obciążenie remontowe Turowa - modernizacje
- Wyższe wykorzystanie Elektrowni Opole
- Niższe wykorzystanie elektrociepłowni jako efekt ciepłego września

* Bez uwzględnienia 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

Niższa wietrzność

■ Dyspozycyjność ■ Współczynnik wykorzystania mocy

96,3%

21,0%

97,2%

18,7%

III kw. 2017

III kw. 2018

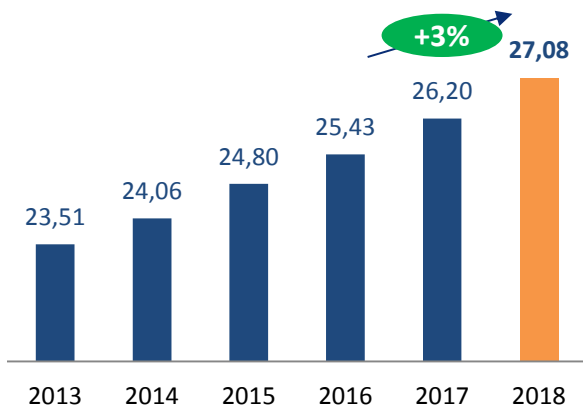
Farmy Wiatrowe

- Niższa wietrzność
- Wyższa dyspozycyjność w związku z niższą awaryjnością oraz mniejszą ilością remontów planowanych

17 Aktywa dystrybucyjne

Efektywność, jakość, wzrost

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej (TWh)
9 miesięcy

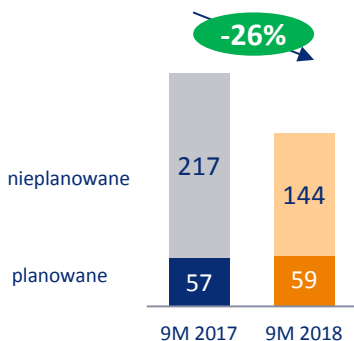


Straty sieciowe [%]
(ostatnie 12 miesięcy)

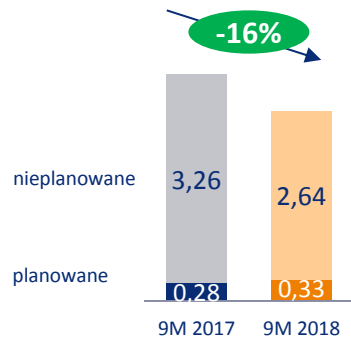


- Systematyczny wzrost dystrybuowanego wolumenu powyżej krajowego wzrostu konsumpcji
- Sukcesywna redukcja strat sieciowych

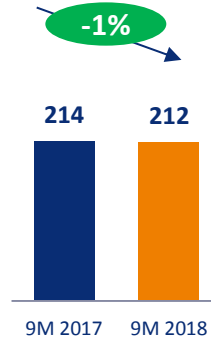
SAIDI* (min.)



SAIFI* (szt.)



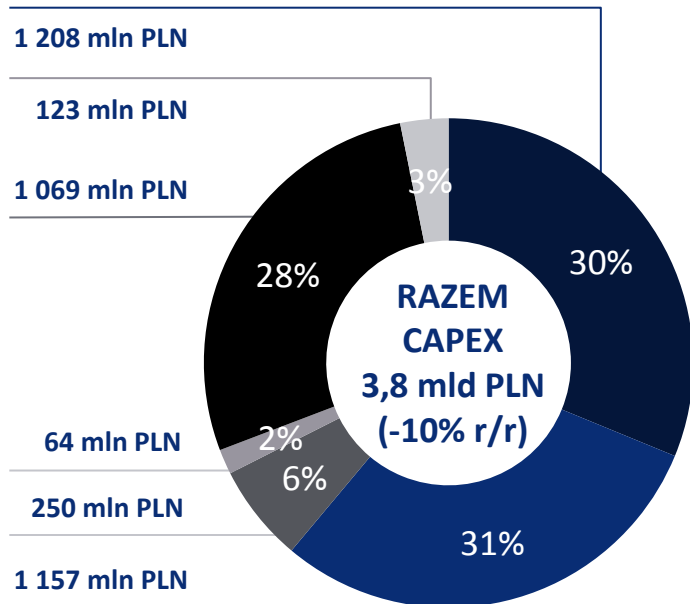
Czas przyłączenia (dni)



- Wykonanie wskaźnika SAIDI powyżej 75% celu rocznego
- Wykonanie wskaźnika SAIFI na poziomie rocznego limitu URE
- Ograniczona poprawa czasu przyłączenia

*SAIDI i SAIFI zgodnie z metodologią URE bez niskich napięć

18 Nakłady inwestycyjne



Wytwarzanie konwencjonalne
Dystrybucja

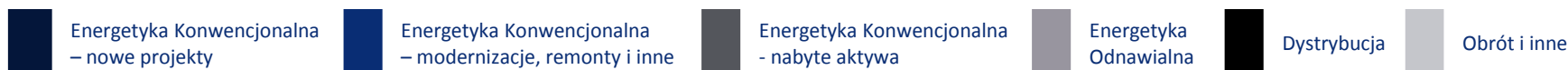
Kluczowe projekty	CAPEX w 9M 2018
Elektrownia Opole – bloki 5 i 6	642 mln PLN
Elektrownia Turów – blok 7	349 mln PLN
ITPOE Rzeszów	142 mln PLN
Modernizacje aktywów dystrybucyjnych	611 mln PLN
Nowe projekty w segmencie Dystrybucji	458 mln PLN

Nowe projekty

Modernizacja i remonty



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



- Nakłady w Energetyce Konwencjonalnej – projekt Opole II po uzgodnionych zmianach w harmonogramie
- Nakłady w Dystrybucji z przewagą nakładów modernizacyjno-odtworzeniowych na sieci
- Nakłady w Energetyce Odnawialnej – modernizacje w elektrowniach szczytowo- pompowych i małych elektrowniach wodnych

EBITDA raportowana: perspektywa na 2019 rok

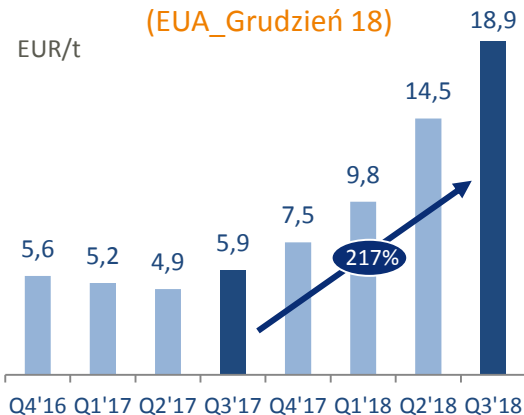
	Perspektywa 2019 vs 2018	Główne czynniki
Energetyka Konwencjonalna	Stabilnie	- Średnioroczna cena hurtowa energii na poziomie ok. 238-242 PLN/MWh - Planowane niższe wolumeny produkcji z węgla brunatnego, głównie ze względu na większe obciążenie remontowe w Bełchatowie – remonty BAT/BREF - Ceny węgla w kontrakcie na 2019 roku wyższe ok. 10%. Wyższe koszty transportu węgla - Wzrost ogólnego kosztu uprawnień do emisji z powodu dynamicznego wzrostu notowań. Alokacja darmowych uprawnień CO₂ na poziomie ok. 10 mln ton w porównaniu do ok. 12 mln ton w 2018. - Niższy poziom przychodów z tytułu wsparcia dla istniejących aktywów kogeneracyjnych w przypadku przyjęcia nowego systemu - Kontynuacja programów optymalizacyjnych
nabyte aktywa	Spadek	- 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 w przypadku przyjęcia nowego systemu
Energetyka Odnawialna	Umiarkowany wzrost	- Wolumen produkcji zależny od warunków pogodowych - Średniorocznie wyższe ceny energii
Obrót	Stabilnie	Utrzymanie trendów rynkowych
Dystrybucja	Umiarkowany wzrost	- Taryfa na 2019 nie została jeszcze zatwierdzona. Spodziewana wartość regulacyjna aktywów (WRA) to ok. 16,7 mld PLN w taryfie na 2019 rok, oraz ok. 132 mln PLN z tytułu inteligentnych liczników (AMI) - Średnioważony koszt kapitału (WACC) na 2019 rok spodziewany na porównywalnym do 2018 poziomie. Za 2018 rok wynosił 6,015% (przed opodatkowaniem) - Kontynuacja programów optymalizacyjnych

Informacja dodatkowa



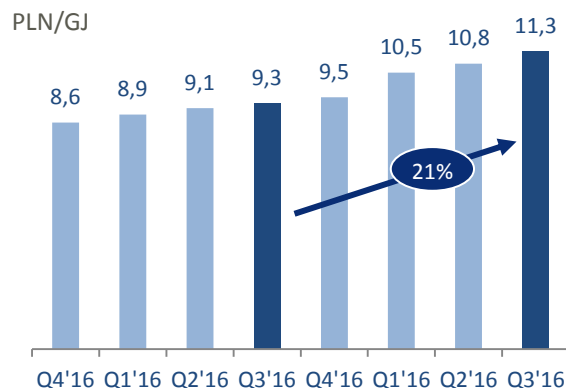
Presja kosztowa na rynkach energii

Pozwolenia do emisji CO₂
(EUA_Grudzień 18)



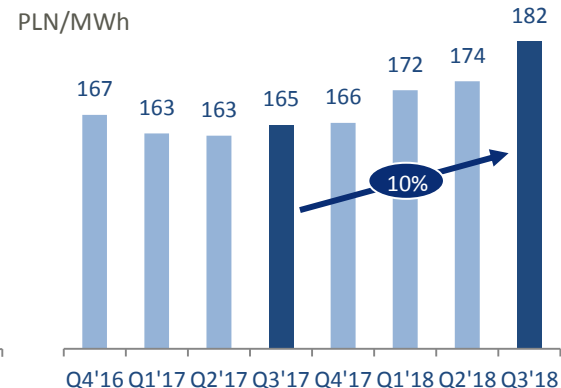
Źródło: Bloomberg

Węgiel kamienny (indeks PSCMI1)



Źródło: ARP

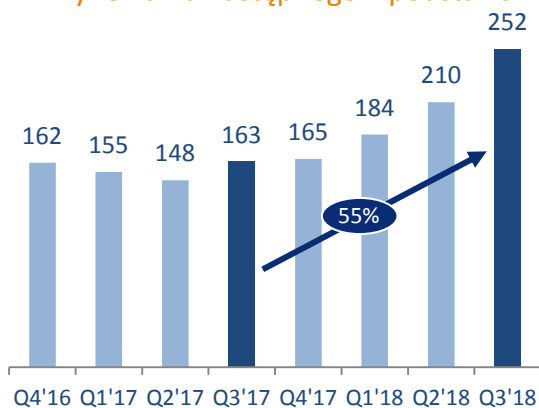
Średnia cena hurtowa energii
zrealizowana przez PGE (segment EK*)



*w ujęciu porównywalnym – bez nabytych aktywów

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

Rynek dnia następnego – podstawa



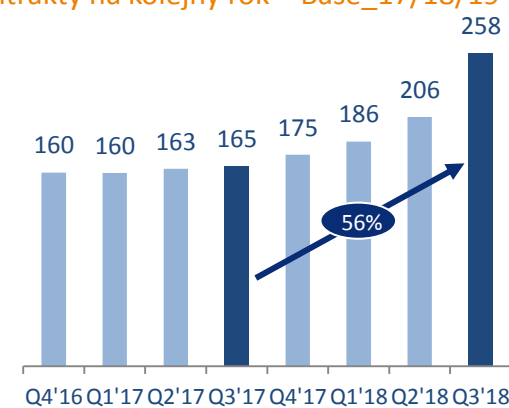
Źródło: TGE, fixing

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]	III kw 2018	III kw 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży	6 091	6 073	0%	18 962	16 693	14%
w tym rekompensaty KDT*	1	1 211	-100%	-82	1 211	n/d
Powtarzalne przychody	6 090	4 862	25%	19 044	15 482	23%
EBITDA	1 466	2 663	-45%	5 141	6 108	-16%
EBITDA powtarzalna**	1 465	1 466	0%	5 223	4 828	8%
EBIT	532	1 883	-72%	2 363	3 815	-38%
EBIT powtarzalny**	605	723	-16%	2 647	2 614	1%
Zysk (strata) netto dla akcjonariuszy	416	1 463	-72%	1 697	2 960	-43%
Zysk (strata) netto dla akcji – bez odpisów**	476	1 493	-68%	1 861	3 024	-38%
CAPEX (po korektach)	1 515	1 598	-5%	3 759	4 193	-10%
Przepływy pieniężne netto z dział. operacyjnej	-15	1 963	-101%	2 668	5 245	-49%
Przepływy pieniężne netto z dział. inwestycyjnej	-1 434	-1 379	n/d	-4 339	-1 970	n/d
Marża EBITDA	24%	44%	-20 p.p.	27%	37%	-10 p.p.
Powtarzalna marża EBITDA	24%	30%	-6 p.p.	27%	31%	-4 p.p.
Majątek obrotowy netto („core NWC”)**				4 150	2 907	
Dług netto/12 mies. EBITDA				1,44x	0,49x	

*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)

23 Zdarzenia jednorazowe

Do wyliczenia wyników powtarzalnych:

[mln PLN]	III kw. 2018	III kw. 2017		9M 2018	9M 2017	
Przychody z rekompensat KDT	1	1 211		-82	1 211	
Sprawy sądowe KDT	0	-14		0	69	
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBITDA	1	1 197		-82	1 280	
Odpisy RAT i WN (brutto)*	-74	-37		-202	-79	
Zdarzenia jednorazowe - poziom EBIT	-73	1 160		-284	1 201	

Do wyniku netto skorygowanego o odpisy:

Odpisy RAT i WN (netto)*	-60	-30		-164	-64	
--------------------------	-----	-----	--	------	-----	--

*RAT – Rzeczowe Aktywa Trwałe, WN – Wartości Niematerialne

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

	526	132	157	622	28	1 465
	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
III kw. 2018	526	132	157	622	28	1 465
Udział w EBITDA w III kw. 2018 (%)	36%	9%	11%	42%	2%	
III kw. 2017	592	70	192	585	27	1 466
Zmiana (mln PLN)	-66	62	-35	37	1	-1
Zmiana (%)	-11%	89%	-18%	6%	4%	0%

Efekt wyższych cen energii elektrycznej oraz zwiększonego wolumenu produkcji ograniczony poprzez wyższe koszty uprawnień do emisji CO₂, wyższy koszt węgla kamiennego, jak również wyższe koszty wynagrodzeń oraz niższe aktywowane koszty usuwania nadkładu. Jednocześnie relatywnie ciepły wrzesień negatywnie wpłynął na przychody elektrociepłowni.

Wzrost EBITDA głównie za sprawą wyższych cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów przeważających efekt niższych wolumenów produkcji z wiatru oraz wody. Równocześnie niższe koszty - podatek od nieruchomości.

Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej na rynku spot zwiększył koszty bilansowania energii na potrzeby odbiorców finalnych, znajdując swoje odzwierciedlenie w niższej uzyskanej marży. Efekt ograniczony wyższymi przychodami z usług świadczonych na rzecz segmentów wytwórczych Grupy.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 23)

Powtarzalny* zysk EBITDA w 9M 2018 – składniki i dynamika

	2 448	354	459	1 892	70	5 223
	Energetyka Konwencjonalna	Energetyka Odnawialna	Obrót	Dystrybucja	Inne	EBITDA
9M 2018	2 448	354	459	1 892	70	5 223
Udział w EBITDA w 9M 2018 (%)	47%	7%	9%	36%	1%	
9M 2017	2 121	239	614	1 807	47	4 828
Zmiana (mln PLN)	327	115	-155	85	23	395
Zmiana (%)	15%	48%	-25%	5%	49%	8%

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 implikuje wyższy koszt paliwa produkcyjnego.

Wzrost EBITDA głównie za sprawą wyższych cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów przeważających efekt niższych wolumenów produkcji z wiatru oraz wody. Równocześnie niższe koszty - podatek od nieruchomości.

Gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej na rynku spot zwiększył koszty bilansowania energii na potrzeby odbiorców finalnych, znajdując swoje odzwierciedlenie w niższej uzyskanej marży.

Efekt wzrostu wolumenu dystrybuowanej energii elektrycznej.

* Powtarzalny = z wyłączeniem istotnych zdarzeń jednorazowych (strona 23)

26 Nakłady inwestycyjne

Segment (mln PLN)	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Energetyka Konwencjonalna	1 035	1 135	-9%	2 615	3 041	-14%
Nabyte aktywa*	61	0	n/d	250	0	n/d
Dystrybucja, w tym:	473	431	10%	1 069	1 060	1%
Przyłączanie nowych odbiorców	152	133	14%	370	359	3%
Linie dystrybucyjne	231	187	24%	486	393	24%
Energetyka Odnawialna, w tym:	16	21	-24%	64	49	31%
Modernizacje i odtworzenie	13	14	-7%	47	29	62%
Obrót i pozostałe	47	36	31%	123	94	31%
SUMA	1 571	1 623	-3%	3 871	4 244	-9%
SUMA (w tym korekty konsolidacyjne)	1 515	1 598	-5%	3 759	4 193	-10%

*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, sprzedaż do odbiorców finalnych oraz dystrybucja

[TWh]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Elektrownie opalane węglem brunatnym	10,07	9,83	2%	29,32	29,76	-1%
Elektrownie opalane węglem kamiennym	4,59	3,02	52%	12,52	7,83	60%
Elektrociepłownie opalane węglem	0,51	0,08	538%	2,95	0,60	392%
Elektrociepłownie opalane gazem	0,63	0,23	174%	2,87	1,69	70%
Elektrociepłownie opalane biomasą	0,02	0,04	-50%	0,10	0,14	-29%
El. szczytowo-pompowe	0,07	0,08	-13%	0,27	0,26	4%
Elektrownie wodne	0,07	0,07	0%	0,32	0,33	-3%
Elektrownie wiatrowe	0,21	0,23	-9%	0,74	0,85	-13%
SUMA	16,17	13,58	19%	49,09	41,46	18%
Produkcja z OZE	0,32	0,38	-16%	1,24	1,42	-13%
w tym współspalanie biomasy	0,02	0,04	-50%	0,08	0,10	-20%
Sprzedaż do odbiorców finalnych	10,78	9,93	9%	31,51	29,73	6%
Dystrybucja	9,09	8,70	4%	27,08	26,20	3%
Sprzedaż ciepła [PJ]	3,35	1,33	152%	32,39	11,94	171%

Przychody i koszty segmentu

Energetyka Konwencjonalna (w tym: PGE Energia Ciepła*)

[mln PLN]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 781	3 748	1%	12 062	9 398	28%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	3 355	2 345	43%	9 990	7 130	40%
Rekompensaty z tytułu rozwiązania KDT	1	1 211	-100%	-82	1 211	n/d
Przychody ze sprzedaży ciepła	220	87	153%	1 357	494	175%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	32	-34	n/d	269	164	64%
Koszty rodzajowe, w tym:	3 488	2 417	44%	10 424	7 348	42%
Amortyzacja	581	439	32%	1 730	1 256	38%
Zużycie materiałów	991	588	69%	3 267	1 828	79%
Zużycie energii	3	3	0%	10	8	25%
Usługi obce	404	285	42%	1 152	791	46%
Podatki i opłaty	714	423	69%	1 813	1 361	33%
Koszty osobowe	746	635	17%	2 321	2 004	16%
Pozostałe koszty	50	45	11%	132	101	31%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	2 985	1 981	51%	8 721	6 061	44%
Koszt własny sprzedaży	3 550	2 155	65%	10 407	6 621	57%
EBIT	-34	1 378	n/d	709	2 233	-68%
EBITDA	527	1 789	-71%	2 366	3 401	-30%

* Wynik segmentu w 9M 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]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	216	161	34%	618	530	17%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	101	73	38%	317	272	17%
Przychody ze sprzedaży świadectw pochodzenia	46	23	100%	98	69	42%
Regulacyjne usługi systemowe	67	64	5%	198	184	8%
Koszty rodzajowe, w tym:	158	159	-1%	484	491	-1%
Amortyzacja	64	66	-3%	191	198	-4%
Zużycie materiałów	2	1	100%	4	3	33%
Zużycie energii	33	21	57%	105	73	44%
Usługi obce	23	26	-12%	67	80	-16%
Podatki i opłaty	15	23	-35%	47	72	-35%
Koszty osobowe	19	18	6%	61	55	11%
Pozostałe koszty	3	3	0%	9	9	0%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	143	141	1%	431	433	0%
Koszt własny sprzedaży	145	142	2%	434	436	0%
EBIT	68	4	1600%	163	41	298%
EBITDA	132	70	89%	354	239	48%

Przychody i koszty segmentu

Dystrybucja

[mln PLN]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	1 432	1 552	-8%	4 352	4 727	-8%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	1 360	1 475	-8%	4 142	4 514	-8%
Pozostałe przychody z podstawowej działalności	46	52	-12%	133	135	-1%
Koszty rodzajowe, w tym:	1 125	1 279	-12%	3 405	3 860	-12%
Amortyzacja	294	289	2%	878	870	1%
Zużycie materiałów	15	16	-6%	46	48	-4%
Zużycie energii	78	88	-11%	275	288	-5%
Usługi obce*	363	526	-31%	1 064	1 554	-32%
Podatki i opłaty	106	100	6%	325	304	7%
Koszty osobowe	264	256	3%	806	784	3%
Pozostałe koszty	4	4	0%	11	12	-8%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	1 050	1 216	-14%	3 175	3 612	-12%
Koszt własny sprzedaży	1 050	1 216	-14%	3 175	3 612	-12%
EBIT	328	297	10%	1 016	939	8%
EBITDA	622	585	6%	1 892	1 807	5%

* 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)

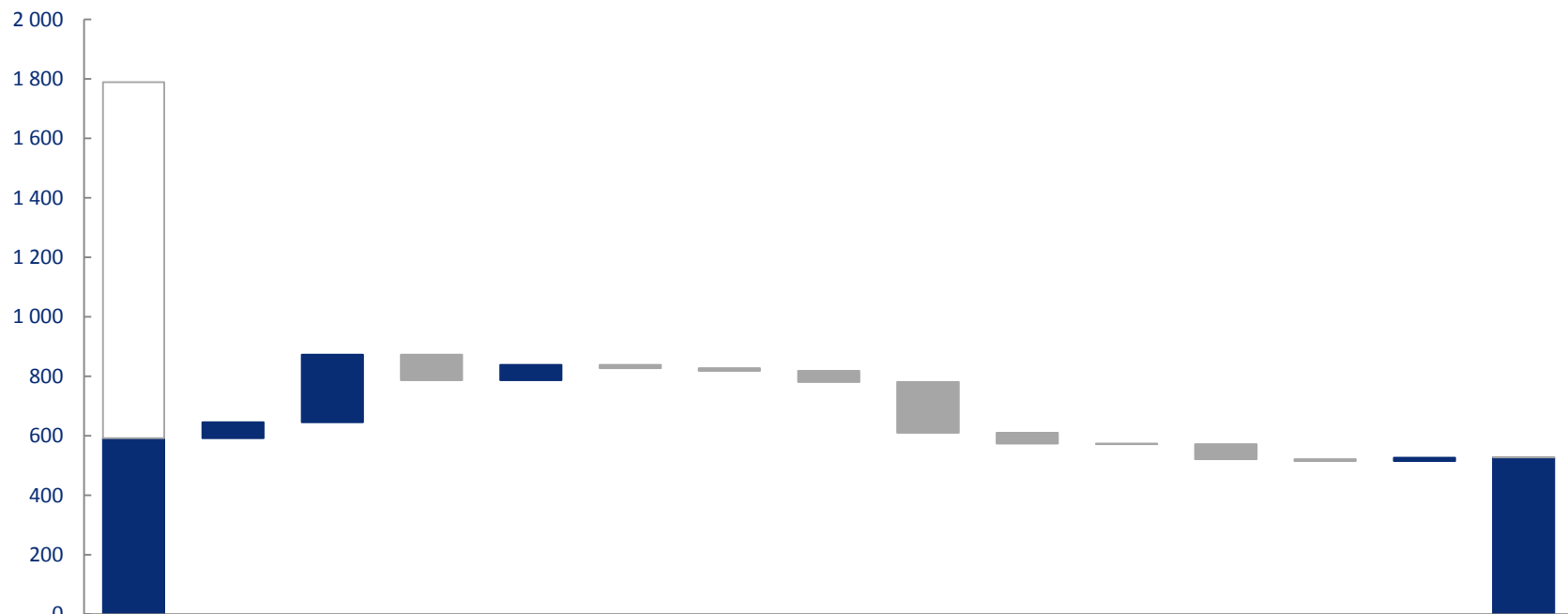
[mln PLN]	III kw. 2018	III kw. 2017	r/r	9M 2018	9M 2017	r/r
Przychody ze sprzedaży, w tym:	3 296	3 610	-9%	10 214	11 240	-9%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	2 559	2 330	10%	7 466	7 078	5%
Przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych*	11	994	-99%	35	3 046	-99%
Przychody ze sprzedaży uprawnień CO2	234	41	471%	358	260	38%
Przychody ze sprzedaży gazu	87	94	-7%	427	410	4%
Przychody ze sprzedaży innych paliw**	238	0	n/d	1 461	0	n/d
Koszty rodzajowe, w tym:	364	328	11%	1 127	999	13%
Amortyzacja	6	7	-14%	19	20	-5%
Zużycie materiałów	1	1	0%	3	3	0%
Zużycie energii	0	0	n/d	2	2	0%
Usługi obce	68	50	36%	241	148	63%
Podatki i opłaty	190	185	3%	567	568	0%
Koszty osobowe	77	65	18%	227	205	11%
Pozostałe koszty	22	20	10%	68	52	31%
Koszt wytworzenia sprzedanych produktów	33	34	-3%	141	94	50%
Koszt własny sprzedaży***	2 808	3 120	-10%	8 770	9 719	-10%
EBIT	150	185	-19%	440	594	-26%
EBITDA	157	192	-18%	459	614	-25%

* 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 9M 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 III kw. 2018



	EBITDA III kw. 2017	Produkcja ee – ilość	Produkcja ee - cena	Wynik na obrocie ee	Przychody PM	Przychody RUS	Przychody ciepło	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty osobowe	Koszty remontów	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA Nabyte aktywa*	EBITDA III kw. 2018
Odchylenie EBITDA raportowana III kw.'17	1 789														
Zdarzenia jednorazowe	1 197														
EBITDA powtarzalna III kw.'17	592	2 134	47	-35	60	87	418	256	635	163			223	0	
EBITDA powtarzalna III kw.'18		2 415	-39	17	49	78	456	427	671	165			217	11	526
Zdarzenia jednorazowe															1
EBITDA raportowana III kw.'18															527

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

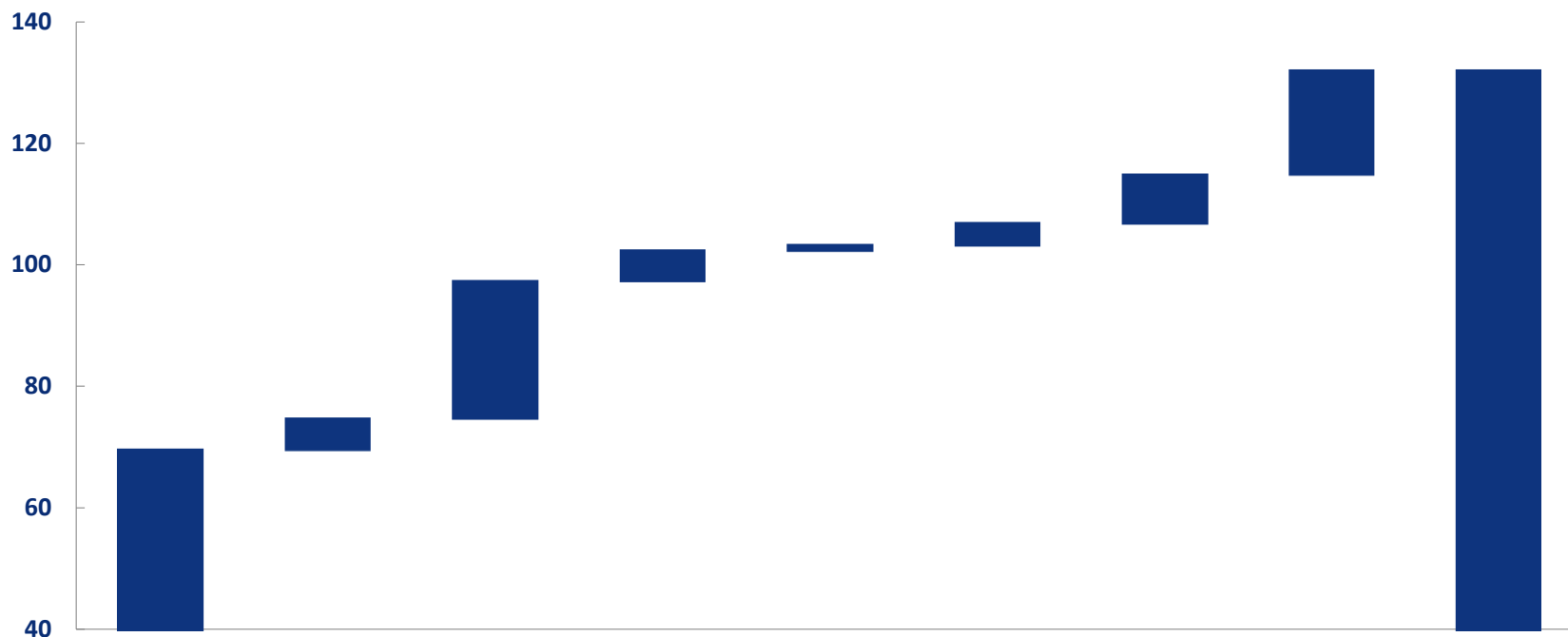
Energetyka Konwencjonalna – EBITDA w 9M 2018



	EBITDA I-III kw. 2017	Produkcja ee – ilość	Produkcja ee - cena	Wynik na obrocie ee	Przychody PM	Przychody RUS	Przychody ciepło	Koszty paliw	Koszty CO2	Koszty osobowe	Koszty remontów	Pozostałe	Koszty aktywowane	EBITDA Nabyte aktywa*	EBITDA I-III kw. 2018
Odchylenie EBITDA raportowana I-III kw. 2017	3 401														
Zdarzenia jednorazowe EBITDA powtarzalna I-III kw. 2017	1 280														
EBITDA powtarzalna I-III kw. 2018	2 121	6 417	185	164	212	494	1 387	844	2 004	395		616	0		
Zdarzenia jednorazowe EBITDA raportowana I-III kw. 2018		6 929	40	173	179	467	1 528	999	2 068	476		690	538		2 448
															-82
															2 366

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

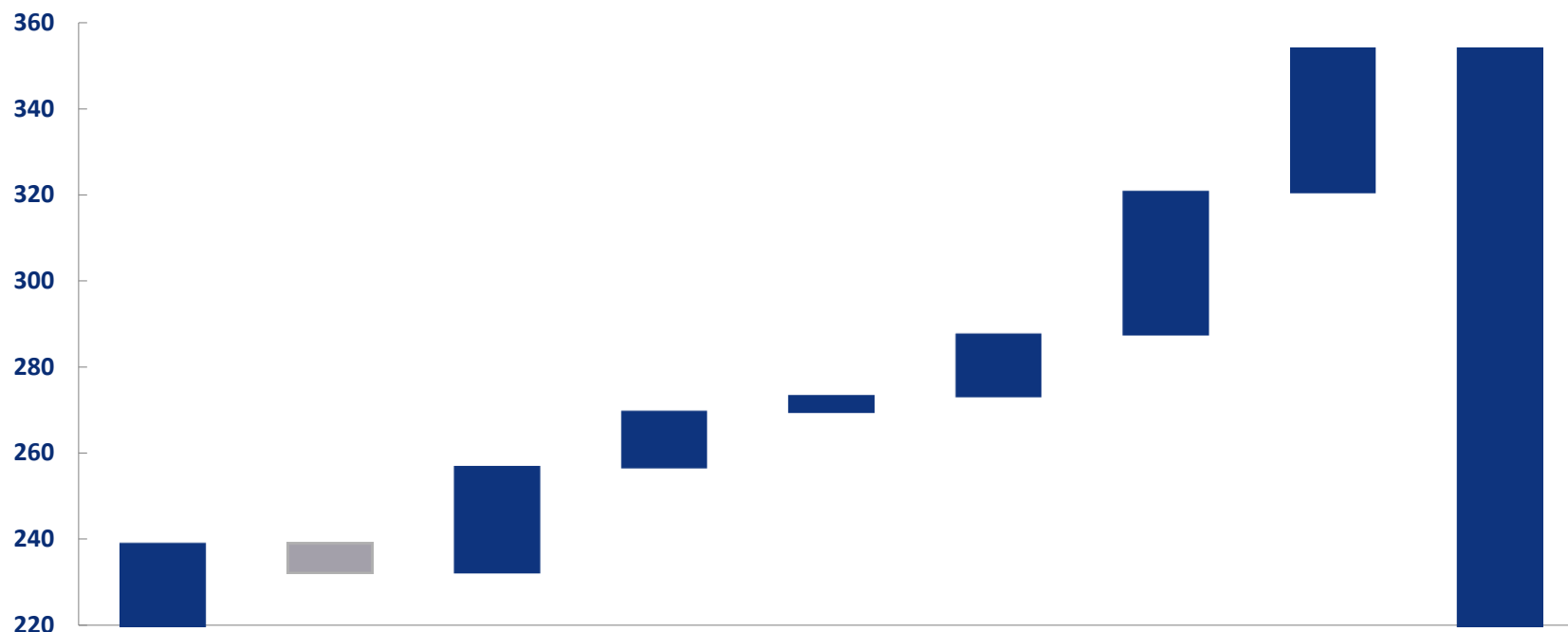
Energetyka Odnawialna – EBITDA w III kw. 2018



	EBITDA III kw. 2017	Przychody ee - wiatr	Przychody PM - wiatr	Przychody ee - woda	Przychody PM - woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe	EBITDA III kw. 2018
Odchylenie		5	22	5	1	3	8	18	
EBITDA III kw. 2017	70	38	22	13	1	64	71		
EBITDA II kw. 2018		43	44	18	2	67	63		132

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

Energetyka Odnawialna – EBITDA w 9M 2018



	EBITDA I-III kw. 2017	Przychody ee - wiatr	Przychody PM - wiatr	Przychody ee - woda	Przychody PM - woda	Przychody RUS*	Koszty	Pozostałe	EBITDA I-III kw. 2018
Odchylenie EBITDA I-III kw. 2017	239	141	66	58	3	184	222		
EBITDA I-III kw. 2018		135	91	71	7	198	189		354

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

Dystrybucja – EBITDA w III kw. 2018



Odchylenie

EBITDA

III kw.'17

EBITDA

III kw.'18

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

** Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe

*** Przychody z opłaty przyłączeniowej, wznowienie dostaw, saldo usług tranzytowych, przychody z nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz opłaty dodatkowe

**** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Dystrybucja – EBITDA w 9M 2018



Odchylenie

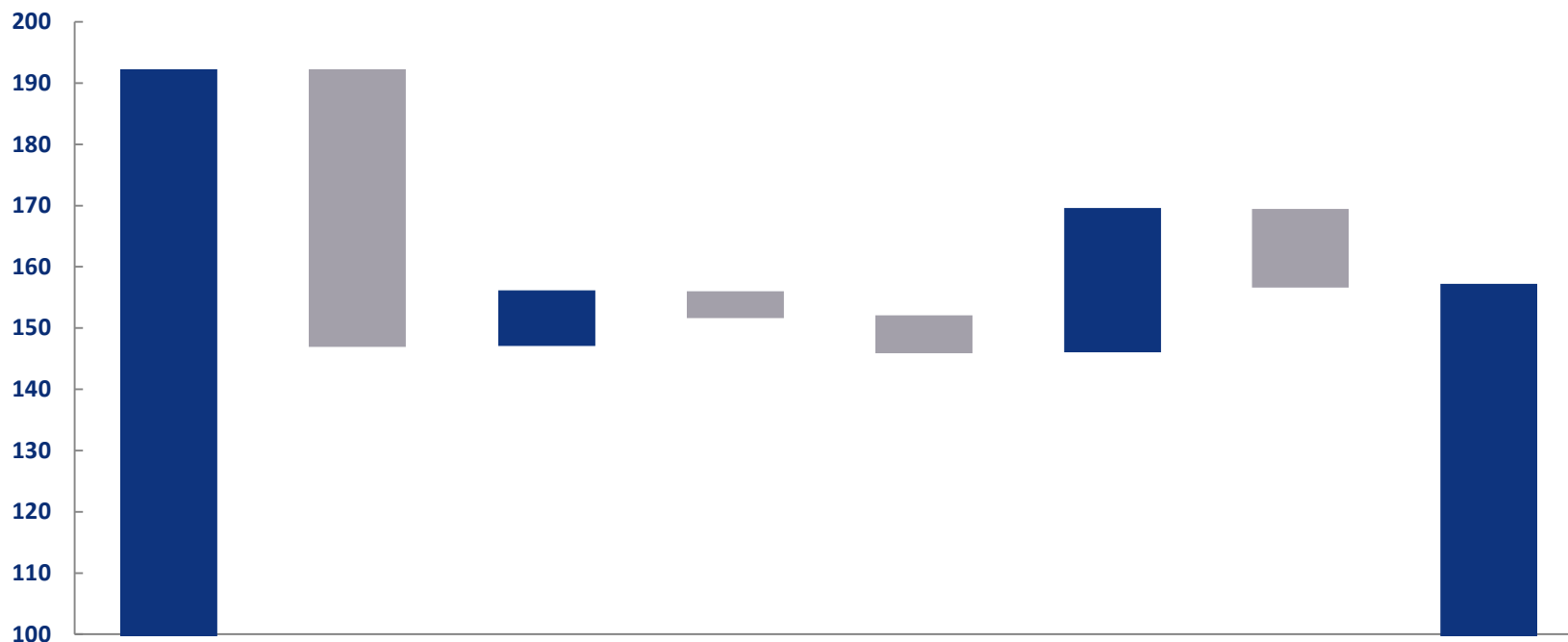
EBITDA I-III kw. 2017	1 807	3 049	129	273	275	784	
EBITDA I-III kw. 2018		3 141	143	259	288	806	1 892

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

** Energia bierna, przekroczenia mocy, usługi dodatkowe

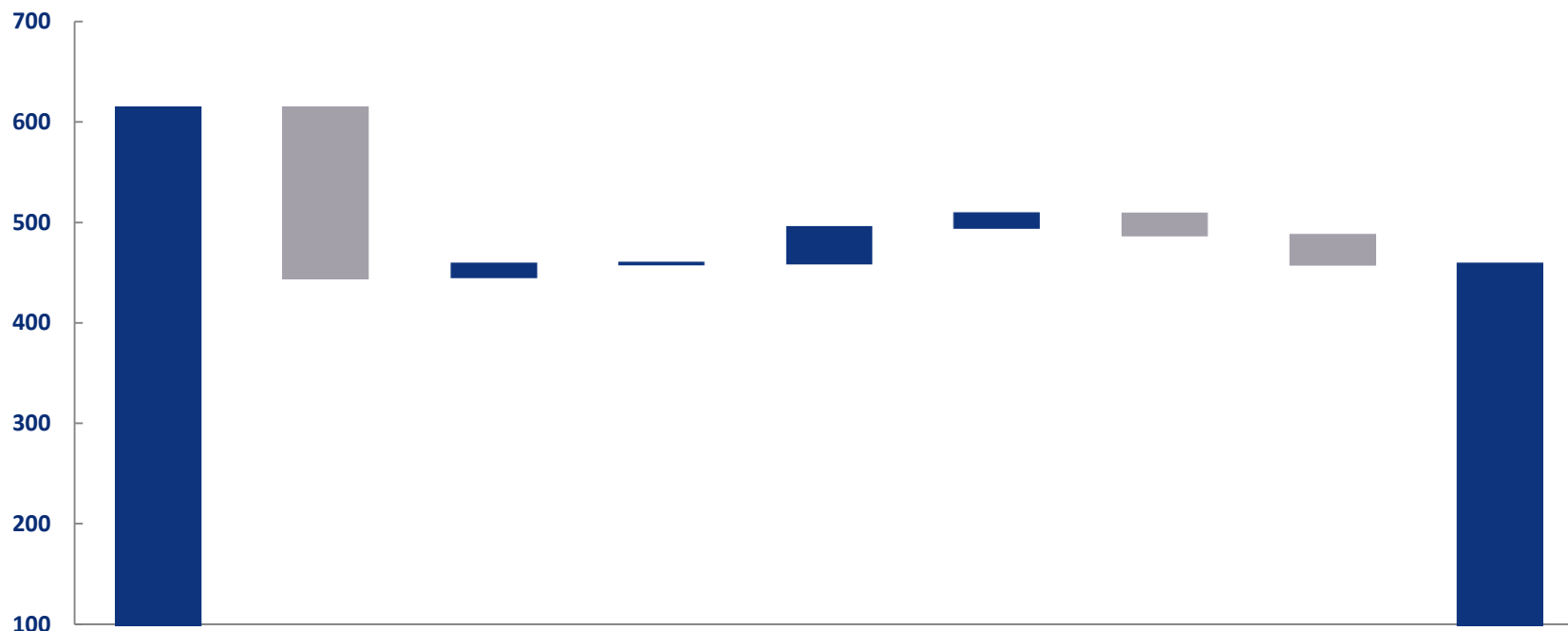
*** Skorygowana o przychody z Rynku Bilansującego

Obrót – EBITDA w III kw. 2018



	EBITDA III kw. 2017	Wynik na ee marża	Wynik na ee ilość	Koszty umorzenia PM	Wynik na obrocie gazem	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Pozostałe	EBITDA III kw. 2018
Odchylenie		-45	9	-4	-6	23	-12	
EBITDA II kw.'17	192	355		183	5	137		
EBITDA II kw.'18		319		187	-1	160		157

Obrót – EBITDA w 9M 2018



Odchylenie

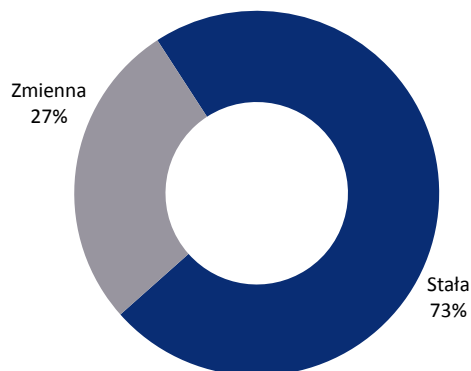
EBITDA
I-III 2017

EBITDA
I-III 2018

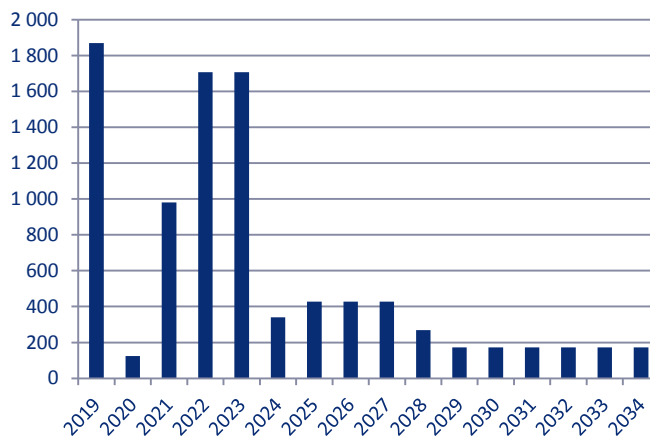
EBITDA I-III 2017	Wynik na ee marża	Wynik na ee ilość	Koszty umorzenia PM	Wynik na obrocie gazem	Przychody z usług świadczonych na rzecz segmentów w GK PGE	Usługi bilansowania handlowego	Pozostałe	EBITDA I-III 2018
614	-168	13	1	35	14	-21	-29	
	1 094		561	0	411	23		
	939		560	35	425	2		459

Struktura długu oraz płynność (stan na 30.09.2018)

Zadłużenie ze stałą i zmienną stopą (rzeczywiste zadłużenie)

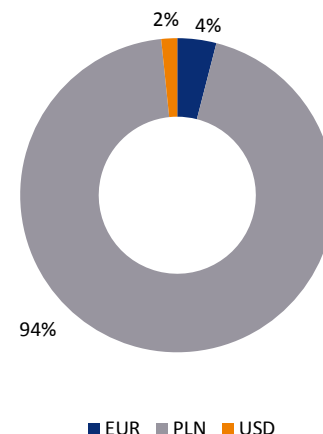


Harmonogram spłaty kredytów bankowych (w mln PLN)*



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

Profil walutowy rzeczywistego zadłużenia*



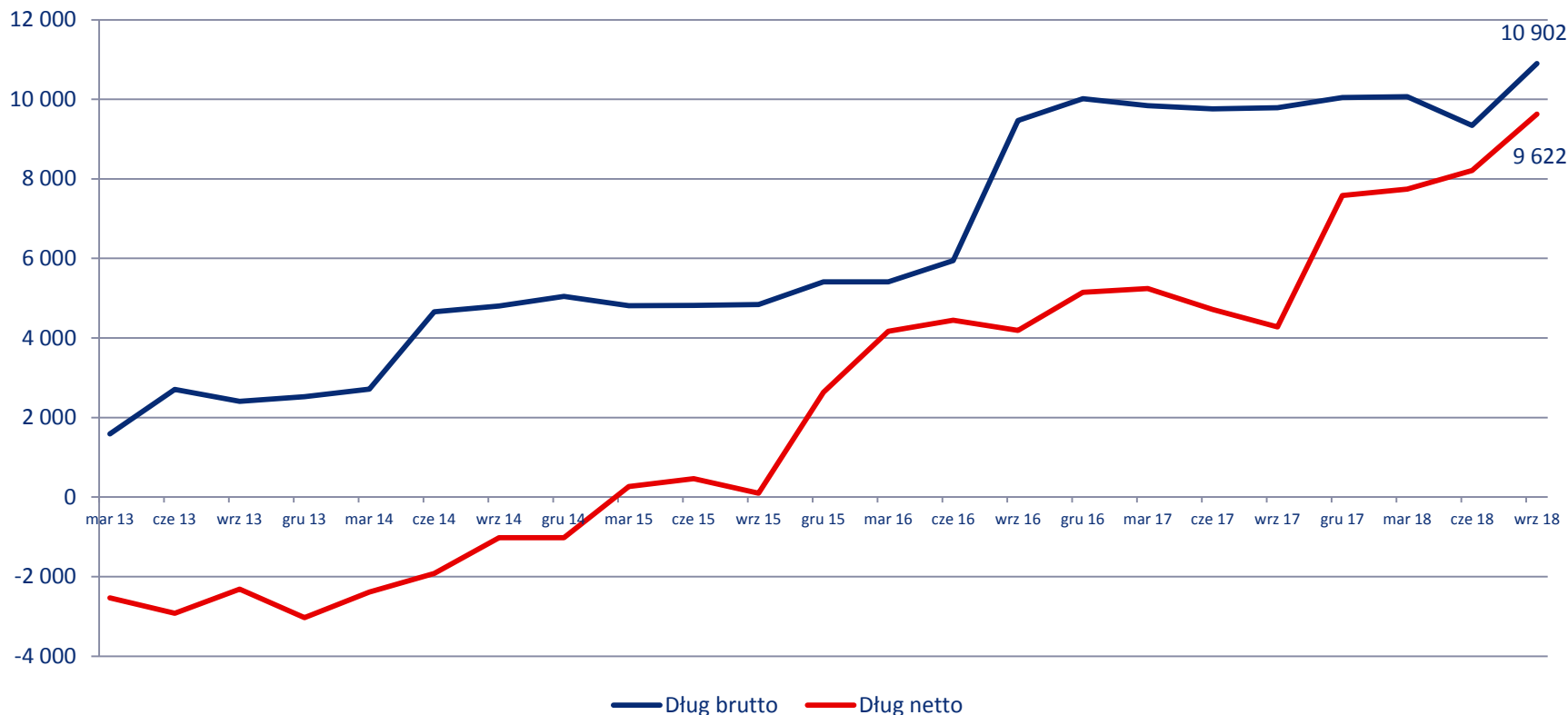
* Po uwzględnieniu transakcji zabezpieczających

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

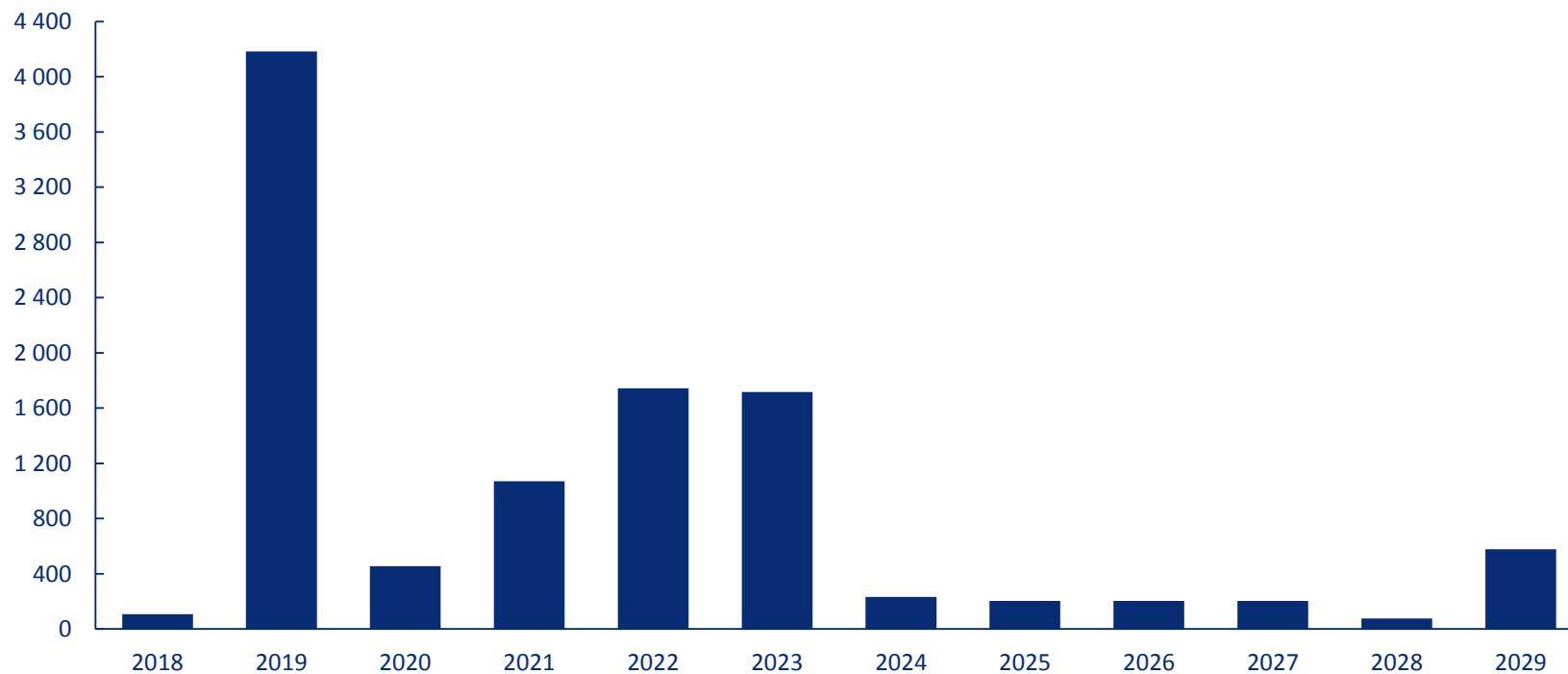
Zadłużenie brutto i netto (w mln PLN)



- ✓ 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 30 września 2018 r.



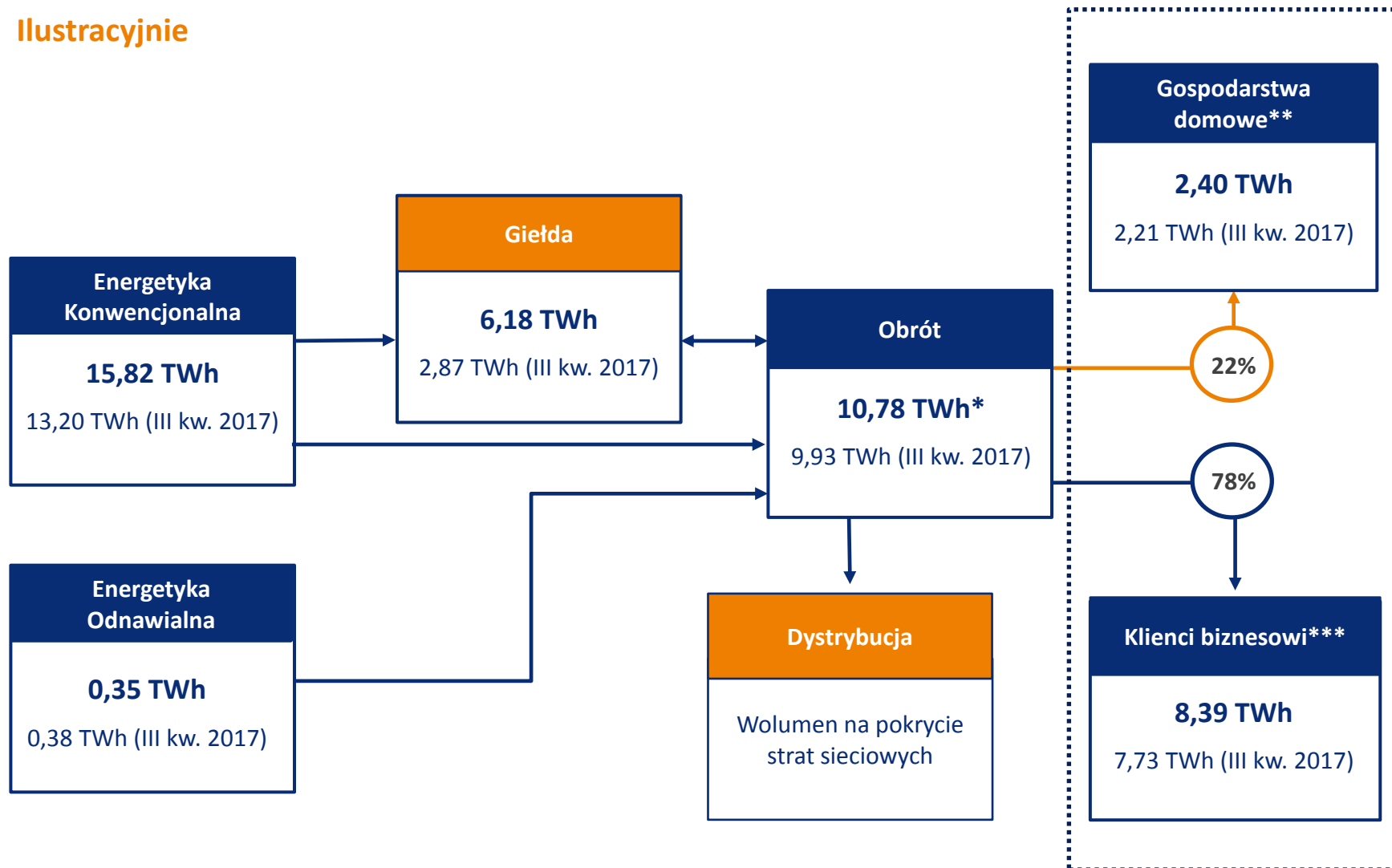
Pozycja gotówkowa PGE zapewnia...

	III kw. 2018	I pół. 2018
... komfortową pozycję w zakresie płynności	Zadłużenie brutto (mln PLN)	10 902
	Zadłużenie netto (mln PLN)	9 622
	Dług netto/12M EBITDA	1,44x
	Dług netto/Kapitał własny	0,20x

	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	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 III kw. 2018

Ilustracyjnie

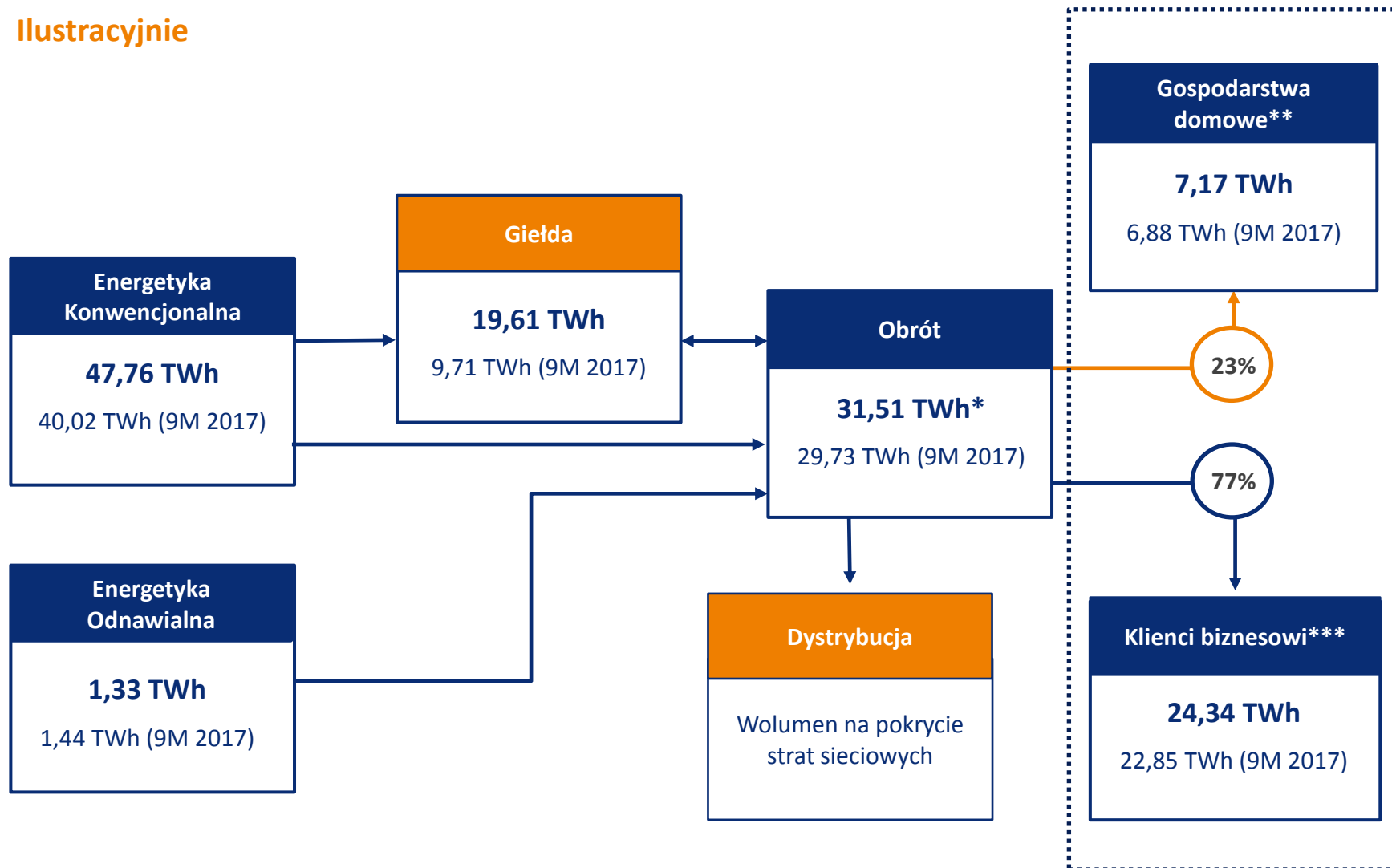


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

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

Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w 9M 2018

Ilustracyjnie

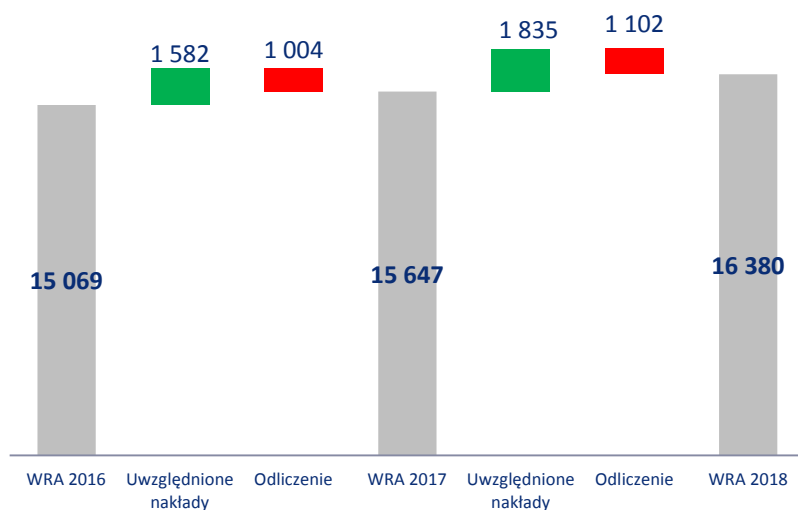


* Sprzedaż Grupy PGE do odbiorcy finalnego po wyeliminowaniu sprzedaży wewnątrz Grupy PGE ** Dotyczy całej Grupy G *** Dotyczy Grup A, B, C+R

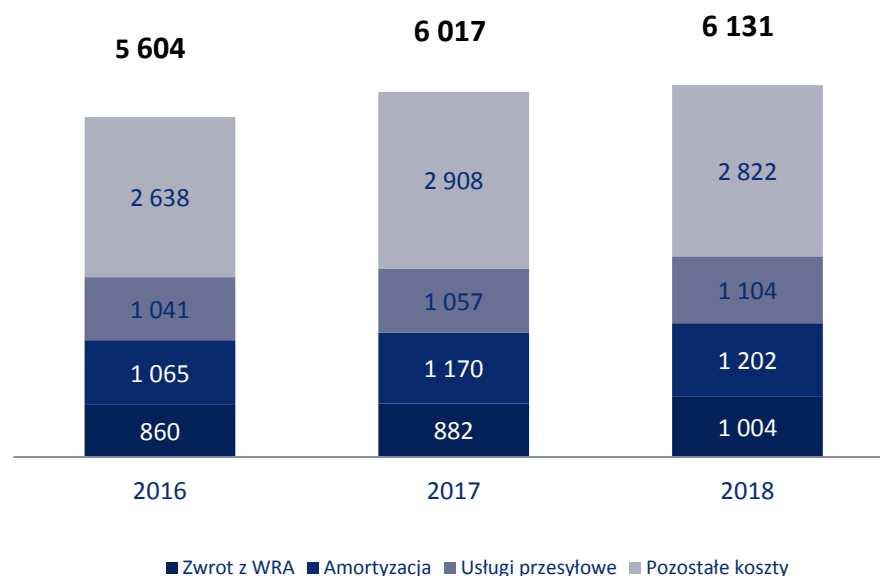
Źródło: PGE; Niektóre przepływy włączając rynek bilansujący, handel zagraniczny, zakupy z giełdy oraz zużycie własne nie są uwzględnione

Fundamenty dystrybucji

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



Struktura przychodu regulowanego* (mln PLN)



WACC:

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

Gotówka z operacji, inwestycje i zadłużenie netto

Skonsolidowane przepływy pieniężne

mIn PLN	III kw. 2018	III kw. 2017		9M 2018	9M 2017	
Operacyjne	-15	1 963		2 668	5 245	
Inwestycyjne	-1 434	-1 379		-4 339	-1 970	
Finansowe	1 567	-98		445	-340	
Zmiana środków pieniężnych i ich ekwiwalentów	118	486		-1 226	2 935	

Dane z bilansu skonsolidowanego

mIn PLN	B.Z. III kw. 2018	B.O. III kw. 2018	Δ III kw. 2018	B.Z. 9M 2018	B.O. 9M 2018	Δ 9M 2018
Środki pieniężne i ekwiwalenty	1 326	1 208	118	1 326	2 552	-1 226
Lokaty i depozyty krótkoterminowe	8	7	1	8	6	2
Środki o ograniczonej możliwości dysponowania (korekta)	-54	-76	22	-54	-92	38
Środki pieniężne w dyspozycji Grupy PGE	1 280	1 139	141	1 280	2 466	-1 186
Krótkoterminowe zadłużenie finansowe	-4 569	-3 046	-1 523	-4 569	-1 623	-2 946
Długoterminowe zadłużenie finansowe	-6 333	-6 294	-39	-6 333	-8 422	2 089
Łącznie zadłużenie finansowe (brutto)	-10 902	-9 340	-1 562	-10 902	-10 045	-857
Zadłużenie netto*	-9 622	-8 201	-1 421	-9 622	-7 579	-2 043

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

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 III kw. 2018 r. (w 9M 2018 r.) instalacje GK PGE wyemitowały 17,20 mln ton CO₂ (52,39 mln ton CO₂). Koszty związane z emisją CO₂ w III kw. 2018 r. (w 9M 2018 r.) wyniosły ok. 464 mln PLN (1.113 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 14)

	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*	39	1 706
Przyznane nieodpłatnie	17	-
Umorzenie	-70	-1 311
Sprzedaż	-11	-234
Stan na dzień 30 września 2018 r.	37	1 603

*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 18), w mln PLN

Stan na dzień 1 stycznia 2018 r.	1 453
Umorzenie	-1 311
Rozwiązanie rezerwy w 9M 2018 r.	-29
Utworzenie rezerwy w 9M 2018 r.	1 142
Stan na 30 września 2018 r.	1 255

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

	9M 2018 r.
Koszty według rodzaju, w tym:	14 767
Podatki i opłaty	2 763

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	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

