



Dom Maklerski BDM S.A.

# ENERGA

## RAPORT ANALITYCZNY

## REDUKUJ

**WYCENA 8,4 PLN**

18 MARZEC 2019, 08:20 CEST

W 4Q'18 skorygowana EBITDA spółki wzrosła o ok. 2% r/r, co na tle sektora (-12% r/r), obciążonego słabym Wydobywaniem, było relatywnie dobrym wynikiem. W 1Q'19 zwracamy uwagę przede wszystkim na spadek marży w Dystrybucji wskutek braku nowej taryfy URE i wyraźnego wzrostu kosztów. W średnim/długim terminie dostrzegamy ryzyko istotnego zwiększenia CAPEX w Wytwarzaniu, związanego z realizacją strategicznych projektów jak Ostrołęka C czy 3 mniejszych bloków gazowych. Tym samym wydajemy rekomendację REDUKUJ dla spółki z ceną docelową 8,4 PLN/akcję.

W 1Q'19 spodziewamy się spadku skorygowanej EBITDA o ok. 9% r/r, co będzie wynikać z utraty wyniku w Dystrybucji (brak nowej taryfy URE w 1Q'19 przy wzroście OPEX istotnie obniży marżę) i Sprzedaży (utrata marży w segmencie regulowanym nie zostanie przykryta niższymi cenami i obowiązkiem z tyt. praw majątkowych).

W 2019 roku oczekujemy wyraźnego wzrostu produkcji energii zarówno ze źródeł konwencjonalnych (remont BAT jednego bloku w Ostrołęce w 2Q'18) jak i OZE (słaba sytuacja pogodowa w 2018 roku). Dane o produkcji PSE za styczeń-luty'19 sugerowały wzrost generacji z wiatru o blisko 40% r/r.

W sprawozdaniu zarządu za 2018 rok spółka wymienia inwestycje w 3 bloki CCGT (gazowe), których potencjalny nakład może sięgnąć ok. 3,5 mld PLN, a które nie są uwzględnione w naszym modelu (wstępna faza, brak szczegółów). Również planowany CAPEX w obszarze Wytwarzania (0,8 mld PLN) jest wyższy od naszych oczekiwań (0,5 mld PLN).

W długim terminie (do 2025 roku) nasze założenia CAPEX dla Dystrybucji są zgodne z opublikowaną w 11.16 strategią na 2016-2025. CAPEX w Wytwarzaniu, ujęty w naszym modelu (2,5 mld PLN w '19-'25), jest istotnie poniżej założeń w strategii (ok. 7 mld PLN).

Dn. 28.12.2018 wydano NTP do realizacji bloku Ostrołęka C 1000 MW. Wcześniej, 21.12.2018 spółka wygrała aukcję rynku mocy uzyskując wsparcie na 15 lat w wysokości 173 mln PLN rocznie.

Zwracamy uwagę, że dotychczasowy brak finansowania strategicznego projektu Ostrołęka C 1000 MW i niechęć innych inwestorów do partycypowania w tej inwestycji, może prowadzić do większego zaangażowania finansowego Energii, na co pozwala zmiana umowy inwestycyjnej z 28.12.2018. Co więcej, oddanie do użytku bloku po 2023 roku może prowadzić do niewywiązania się z obowiązku mocowego i potencjalnych, dużych kar z tym związanych, co obniża oczekiwane NPV.

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P
Przychody [mln PLN]	10 181	10 534	10 337	11 948	12 719	12 904
EBITDA [mln PLN]	2 027	2 160	1 877	2 248	2 298	2 376
EBITDA adj. [mln PLN]	1 990	2 025	2 058	2 112	2 298	2 376
EBIT [mln PLN]	486	1 210	1 176	1 217	1 205	1 205
Wynik netto [mln PLN]	150	773	739	757	792	779
P/BV	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
P/E	25,3	4,9	5,1	5,0	4,8	4,9
EV/EBITDA adj.	4,3	4,1	4,2	4,2	3,8	3,6
EV/EBIT	17,8	6,8	7,3	7,3	7,2	7,0
DPS	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
DY	5,3%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Wycena DCF [PLN]	8,7
Wycena porównawcza [PLN]	8,1
<b>Wycena końcowa [PLN]</b>	<b>8,4</b>
Potencjał do wzrostu / spadku	-8,4%
Koszt kapitału	9,0%
Cena rynkowa [PLN]	9,18
Kapitalizacja [mln PLN]	3 801
Ilość akcji [mln. szt.]	414
Cena maksymalna za 6 mc [PLN]	10,6
Cena minimalna za 6 mc [PLN]	7,4
Stopa zwrotu za 3 mc	-2,5%
Stopa zwrotu za 6 mc	22,7%
Stopa zwrotu za 9 mc	-3,2%
Struktura akcjonariatu:	
Skarb Państwa	64,1%
Pozostali	35,9%

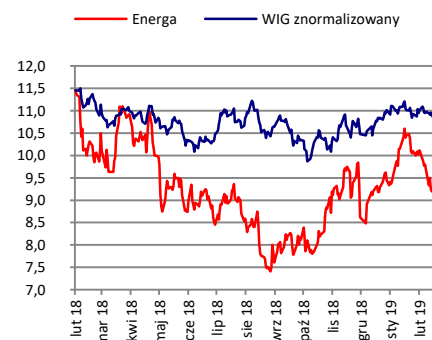
Krzysztof Brymora

brymora@bdm.com.pl

tel. (0-32) 208-14-35

Dom Maklerski BDM S.A.

ul. 3-go Maja 23, 40-096 Katowice



Raport został opracowany w zgodzie z przepisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 (w sprawie nadużyć na rynku) oraz Rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2016/958. Pełna treść noty prawnej znajduje się na ostatnich stronach raportu.

Publikowanie w prasie lub w Internecie w całości lub części niniejszego opracowania wymaga zgody sporządzających raport.

**SPIS TREŚCI**

WYCENA I PODSUMOWANIE.....	3
DYSTRYBUCJA I SPRZEDAŻ POD PRESJĄ W 1Q'19.....	3
POTENCJALNY WZROST CAPEX .....	3
OSTROŁĘKA C Z POŚLIZGIEM.....	4
RYZYSKO SPADKU ZWROTU Z DYSTRYBUCJI W 2020 ROKU.....	4
GŁÓWNE CZYNNIKI RYZYKA.....	5
WYCENA DCF.....	6
WYCENA PORÓWNAWCZA.....	10
GRUPA ENERGA.....	11
DYSTRYBUCJA.....	12
SPRZEDAŻ .....	13
WYTWARZANIE .....	14
CAPEX .....	15
STRATEGIA 2016-2025 .....	16
PEP 2040 A ENERGA .....	17
RYNEK MOCY .....	18
ZASADA 550 GRAM .....	19
USTAWA OGRANICZAJĄCA WZROST CEN ENERGII.....	20
WYNIKI 4Q'18 I PERSPEKTYWY KOLEJNYCH KWARTAŁÓW .....	21
DANE I WSKAŹNIKI FINANSOWE .....	23

## WYCENA I PODSUMOWANIE

Wycena Grupy Energa opiera się na dwóch metodach: modelu zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF) oraz wycenie porównawczej. Wycena metodą DCF na lata 2019-2028 sugeruje wartość 1 akcji na poziomie 8,7 PLN. Natomiast wycena porównawcza do krajowych spółek energetycznych, oparta na prognozach wyników na lata 2019 – 2021 dała wartość 1 akcji na poziomie 8,1 PLN. Przy wycenie końcowej jako wagi przyjęliśmy 50% dla wyceny sporządzonej przy użyciu modelu DCF i 50% dla wyceny porównawczej. **W rezultacie wycena końcowa 1 akcji spółki wynosi 8,4 PLN.**

### Podsumowanie wyceny

	Waga	Wycena
Wycena modelem DCF [PLN]	50%	8,7
Wycena metodą porównawczą [PLN]	50%	8,1
<b>Wycena spółki [PLN]</b>		<b>8,4</b>

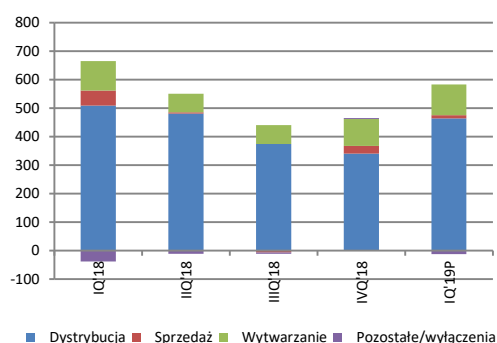
Źródło: BDM S.A.

### Dystrybucja i Sprzedaż pod presją w 1Q'19

W 4Q'18 spółka pokazała relatywnie dobre, oczyszczone wyniki na tle sektora. Skorygowała EBITDA wzrosła o ok. 32% r/r vs spadek w sektorze o 12% r/r. Raportowane wyniki obniżyła przede wszystkim rezerwa w Sprzedaży (136 mln PLN) zw. z tzw. „ustawą prądową”.

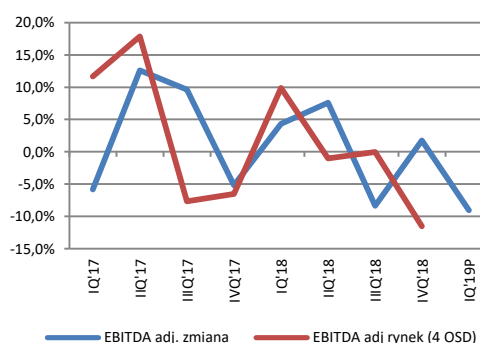
W 1Q'19 spodziewamy się spadku skorygowanej EBITDA o ok. 9% r/r, co będzie wynikać z utraty wyniku w Dystrybucji (brak nowej taryfy URE w 1Q'19 przy wzroście OPEX istotnie obniży marżę) i Sprzedaży (utrata marży w segmencie regulowanym nie zostanie przykryta niższymi cenami i obowiązkiem z tyt. praw majątkowych).

Struktura EBITDA Energa 1Q'18-1Q'19P [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., spółka, szacunki własne

Dynamika oczyszczonej EBITDA ENG vs sektor [% r/r]



Źródło: BDM S.A., spółki, szacunki własne

### Potencjalny wzrost CAPEX

W sprawozdaniu zarządu za 2018 rok spółka wymienia inwestycje w 3 bloki CCGT (gazowe), których potencjalny nakład może sięgnąć ok. 3,5 mld PLN, a które nie są uwzględnione w naszym modelu (wstępna faza, brak szczegółów). Również planowany CAPEX w obszarze Wytwarzanie (0,8 mld PLN) jest wyższy od naszych oczekiwań (0,5 mld PLN).

W długim terminie (do 2025 roku) nasze założenia CAPEX dla Dystrybucji są zgodne z opublikowaną w 11.16 strategią na 2016-2025. W przypadku wytwarzania nie uwzględniamy kilku istotnych projektów jak 3 bloki CCGT i II stopień na Wiśle. Ostrołkę C (SPV) kalkulujemy w osobnej wycenie. Tym samym CAPEX ujęty w naszym modelu (2,5 mld PLN w '19-'25) jest istotnie poniżej założeń w strategii (ok. 7 mld PLN).

### Ostrołęka C z poślizgiem

Dn. 28.12.2018 wydano NTP do realizacji bloku Ostrołęka C 1000 MW. Wcześniej, 21.12.2018 spółka wygrała aukcję rynku mocy uzyskując wsparcie na 15 lat w wysokości 173 mln PLN rocznie.

W dniu 28.12 Energa, Enea oraz Elektrownia Ostrołęka rozwiązały Umowę Inwestycyjną z dnia 08.12.2016 i zawarły porozumienie, którego intencją jest podpisanie nowej umowy inwestycyjnej określającej zasady współpracy Energa i Enea oraz finansowania elektrowni Ostrołęka C w fazie budowy. Enea zadeklarowała wkład 1 mld PLN, a Energa nie mniej niż 1 mld PLN.

Zwracamy uwagę, że dotychczasowy brak finansowania strategicznego projektu Ostrołęka C 1000 MW i niechęć innych inwestorów do partycypowania w tej inwestycji, może prowadzić do większego zaangażowania finansowego Energii, na co pozwala wspomniana wyżej zmiana umowy inwestycyjnej. Co więcej, oddanie do użytku bloku po 2023 roku może prowadzić do niewywiązania się z obowiązku mocowego i potencjalnych, dużych kar z tym związanych, co obniża oczekiwane NPV.

### Budowa bloków nadkrytycznych na WK w Polsce

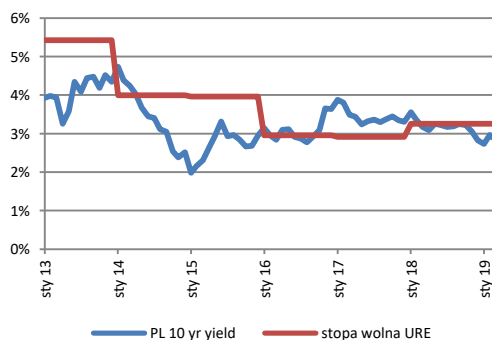
Blok	MOC MW	Wykonawca	Ogłoszenie przetargu	Data NTP	Data zakończenia	Czas budowy (miesiące)	Budżet inwestora mln PLN	Oferta GRI mln PLN (brutto)	Koszt Całkowity mln PLN	l. godz. pracy w I roku
Kozienice B11 (Enea)	1075	Hitachi/Polimex	07.12.2011	21.09.2012	15.12.2017	64	6 300	6 279	5 745	4 244
Opole 5/6 (PGE)	2x900	Rafako/Polimex/Mostostal-W.	01.08.2011	31.01.2014	15 czerwca'19 (V), 30 września'19 (VI)	65-68	9 000	11 500	11 000	
Jaworzno B7 (Tauron)	910	Rafako/Mostostal- W.	01.05.2010	01.09.2014	01.11.2019	63	4 305	5 480	6 200	
Ostrołęka C (Energa/Enea)	1000	GE Power/Alstom	17.09.2011	28.12.2018	Plan 2023 ?	?	4 803	6 023	-	

Źródło: BDM, spółki

### Ryzyko spadku zwrotu z dystrybucji w 2020 roku

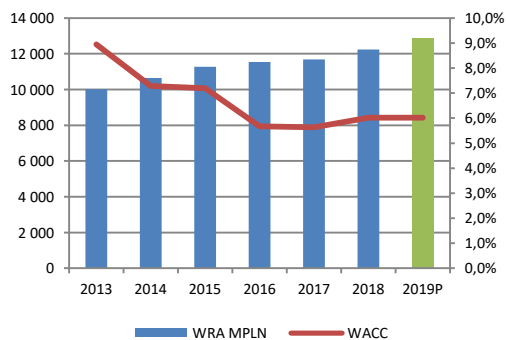
Segment dystrybucji generuje rocznie ok. 85% EBITDA GK Energa. Na zwrot w Dystrybucji, oprócz stale rosnącej Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA), wpływ ma przyjęty średnioważony koszt kapitału, w którym kluczową rolę odgrywa tzw. stopa wolna od ryzyka, kalkulowana na podstawie rentowności krajowych obligacji 10-letnich. Przy obserwowanych niskich stopach procentowych istnieje ryzyko spadku WACC i zwrotu w Dystrybucji.

Stopa wolna od ryzyka [%]



Źródło: BDM, URE

Wartość Regulacyjna Aktywów [mln PLN] i WACC\* [%]



Źródło: BDM, Energa, szacunki własne na 2019P. \*-średnioważony koszt kapitału (PS). WRA (LS)

## GŁÓWNE CZYNNIKI RYZYKA

- **Ryzyko głównego akcjonariusza**

MSP posiada bezpośrednio 51,5% kapitału spółki (64,1% głosów) i może realizować politykę niekoniecznie zbieżną z interesem mniejszościowych akcjonariuszy.

- **Wzrost nakładów inwestycyjnych**

W sprawozdaniu zarządu za 2018 rok spółka wymienia dodatkowe projekty inwestycyjne w segmencie Wytwarzanie obejmujące m.in. bloki CCGT w Grudziądzu (600 MW) i Gdańsku (450 MW), a także gazową CHP w Elblągu (115 MW). Daje to potencjalny koszt rzędu 3,5 mld PLN przy wątpliwych perspektywach zwrotu z tych inwestycji.

- **Opóźnienie budowy Ostrołęka C**

Dotychczasowy brak finansowania strategicznego projektu Ostrołęka C 1000 MW i niechęć innych inwestorów do partycypowania w tej inwestycji, może prowadzić do większego zaangażowania finansowego Energii, na co pozwala zmiana umowy inwestycyjnej aneksem 28.12.2018 (zaangażowanie Enea 1 mld PLN, Energa nie mniej niż 1 mld PLN). Co więcej, oddanie do użytku bloku po 2023 roku może prowadzić do niewywiązania się z obowiązku mocowego i potencjalnych, dużych kar z tym związanych, co obniża oczekiwane NPV.

- **Ryzyko zw. z ustawą ograniczającą wzrost cen energii**

Rocznie spółka sprzedaje ok. 20 TWh energii i jest drugim największym w Polsce „kupującym netto” (tzw. więcej sprzedaje niż wytwarza). Oczekiwana rekompensata dla spółek obrotu z ME, w związku z zamrożeniem cen energii elektrycznej, może nie w pełni pokryć wzrost kosztów zakupu energii.

- **Ryzyko spadku stopy wolnej od ryzyka**

Stopa wolna od ryzyka to istotny parametr kalkulacji zwrotu w segmencie Dystrybucja. Jej spadek może prowadzić do wyraźnej utraty marży segmentu, który generuje 85% EBITDA grupy. Dodatkowo niskie stopy procentowe prowadzą do wzrostu rezerw aktuarialnych.

- **Ryzyko wzrostu cen emisji CO2**

Z uwagi na przestarzałe aktywa wytwórcze w Ostrołęce spółkę charakteryzuje wysoki wskaźnik emisji CO2 (976 g. CO2/kWh), powyżej średniej w systemie. Dodatkowo, szacujemy, że spółka ma wyraźnie mniejszą ilość darmowej alokacji CO2 na 2019-2020, co będzie wpływać na wyższe koszty w segmencie Wytwarzanie.

- **Ryzyko zw. z nowelizacją ustawy o OZE**

Dn. 28.02.2019 pojawił się projekt nowelizacji o OZE zakładający m.in. uzależnienie kosztów opłaty zastępczej od cen energii i ograniczający dochodowość wytwórców OZE. Może to mieć istotny wpływ na ceny zielonych certyfikatów, czego nie zakładamy.

- **Ryzyko zw. z umowami CPA (Sprzedaż)**

We wrześniu'17 zarząd rozwiązał 22 długoterminowe umowy sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia (CPA). W grudniu'18 spółka otrzymała 3 prawomocne rozstrzygnięcia nakazujące zapłatę 26 mln PLN, co uczyniła. Część sporów zakończyła się ugodami. Pozostałe ryzyko zw. z tymi umowami spółka w sprawozdaniu za 2018 rok kwantyfikuje na 59 mln PLN.

## WYCENA DCF

Wycenę metodą DCF otrzymaliśmy prognozując w horyzoncie 10-letnim *free cash flows*, a następnie dyskontując je średnim ważonym kosztem kapitału (WACC). Koszt kapitału własnego został oszacowany na podstawie stopy wolnej od ryzyka równej 4,0%, premii za ryzyko rynkowe oraz  $\beta=1,0x$ .

**Główne założenia w modelu (szczegółowe tabele na ostatnich stronach raportu):**

### ▪ Dystrybucja

Oczekujemy lekko rosnących wolumenów dystrybucji (+1% CAGR vs +2% historycznie).

W najbliższych latach przyjmujemy CAPEX w Dystrybucji na poziomie ok. 1,3 mld PLN rocznie (zgodnie ze strategią 2016-2025), co będzie oznaczać systematyczny wzrost Wartości Regulacyjnej Aktywów (WRA).

Stopę WACC kalkulujemy na podstawie bieżących rentowności obligacji, co oznacza utrzymanie WACC na 6,015% w '19 i spadek <6% w kolejnych latach.

Oczekujemy nowej taryfy dystrybucyjnej z URE w kwietniu '19, co wpłynie na spadek wyników w tym segmencie w 1Q'19.

### ▪ Sprzedaż

Oczekujemy stabilnych wolumenów sprzedaży energii (ok. 20 TWh w detalu, historycznie CAGR +2% i miks ABCG).

Przyjmujemy utratę marży w segmencie taryfy G w 1Q'19 (zamrożenie cen energii zgodnie z ustawą z 28.12.2018) i rekompensatę utraconych przychodów od 2Q'19 (odwrócenie rezerwy 136 mln PLN w 1Q'19). Zwracamy jednak uwagę, że obecny „budżet” ustawy może nie rekompensować wszystkich kosztów, co będzie wywierać presję na wyniku Sprzedaży.

Ceny zakupu e.e. opieramy o rynek spotowy i terminowy TGE powiększoną o koszt praw majątkowych zgodnie z bieżącymi kwotowaniami.

### ▪ Wytwarzanie

Przyjmujemy wzrost produkcji e.e. w 2019 (w szczególności w 2Q'19) zarówno w energetyce konwencjonalnej (postój jednego bloku w Ostrołęce w 2Q'18) jak i OZE (bardzo słabe warunki pogodowe, zarówno jeśli chodzi o wiatr jak i hydrologię).

Ceny energii elektrycznej opieramy o notowania kontraktu rocznego TGE (FY'20-'22) i spot (RDN), co oznacza wzrost średniej ceny z <211 PLN/MWh w '18 do 240-260 w '19-'20. W kolejnych latach (>'22) przyjmujemy negatywny wpływ na cenę spadku kosztów węgla.

Ceny węgla opieramy o PSCMI1, a ceny praw emisyjnych CO<sub>2</sub> przyjmujemy na 20 EUR/t. Udział bezpłatnych praw do emisji w '19-'20 to 4-2% vs 25% w '18. Po 2020 roku przyjmujemy 0%.

Po wzroście cen zielonych certyfikatów w 2018 roku, oczekujemy ich stabilizacji w 2019 w okolicach 80 PLN/MWh. Negatywnie na ich cenę mogą wpłynąć prace nad nowelizacją ustawy o OZE (projekt z 28.02.2019).

Od 2021 roku kalkulujemy przychody z Rynku Mocy zgodnie z wynikami aukcji na 2021-2023.

Od 2021 roku spodziewamy się utraty przychodów w ORM i IRZ, które szacujemy obecnie na ok. 70 mln PLN rocznie. Brak wsparcia ze strony ORM i IRZ może spowodować spadek hurtowych cen energii elektrycznej czego nie zakładamy.

Oczekujemy oddania FW Przykona (30 MW) zgodnie z harmonogramem (2Q'20). Blok biomasowy w Kaliszu (10 MW) powinien być gotowy w 2022 roku.

Ostrołękę wyceniamy w osobnym modelu DCF (wycena inwestycji wycenianych metoda praw własności).

W bazowym scenariuszu nie zakładamy budowy 3 bloków CCGT (Grudziądz, Gdańsk, Elbląg) o łącznych mocach ok. 1,17 GW i potencjalnym koszcie ok. 3,5 mld PLN.

### ▪ CAPEX

CAPEX został opisany szczegółowo w osobnym rozdziale. W Dystrybucji oczekujemy nakładów zbliżonych do tych ujętych w strategii. W pozostałych segmentach przyjmujemy ok. 2,5 mld PLN ('19-'25) przy założeniach w strategii ok. 7 mld PLN.

#### ▪ Dywidenda

Nie zakładamy wypłaty dywidendy przez spółkę w najbliższych latach. Retoryka ME, dominującego akcjonariusza spółki, sprowadza się do skupienia się na długoterminowych planach inwestycyjnych, co w połączeniu z ogłoszonymi projektami w segmencie Wytwarzanie, nie daje miejsca na takie wypłaty.

#### ▪ Inwestycje wyceniane metodą praw własności

Wycena jednostek stowarzyszony została zaprezentowana poniżej:

##### Inwestycje wyceniane metodą praw własności [mln PLN]

	Udziały	Bilans'18	Wycena	Komentarz
PGG	15%	642	437	Wartość bilansowa*średnie P/BV'18 dla LWB/JSW
Ostrołęka C (obecnie 50%)*	50%	262	-559	DCF (50% udziałów w projekcie)
Polimex-Mostostal	16%	109	108	Bieżąca wycena rynkowa
ElectroMobility Poland	23%	16	0	
<b>RAZEM</b>		<b>1 029</b>	<b>-15</b>	

Źródło: BDM, spółka, szacunki wlane. \*- podwyższenie kapitału o 361 mln PLN 04.01.2019

#### Ponadto:

- Do obliczeń przyjęliśmy 414 mln akcji;
- Po okresie szczegółowej prognozy założyliśmy wzrost FCFF o 0%;
- Efektywną stopę podatkową przyjęliśmy na poziomie 19%;
- Końcowa wartość jednej akcji jest wyceną na dzień 18 marca 2019 roku;

**Metoda DCF dała wartość spółki na poziomie 3,6 mld PLN. W przeliczeniu na 1 akcję daje to wartość 8,7 PLN.**

#### Model DCF

	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Przychody ze sprzedaży [mln PLN]	10 337	11 948	12 719	12 904	12 960	12 990	13 129	13 271	13 419	13 570	13 726
EBIT adj. [mln PLN]	1 176	1 081	1 205	1 205	1 230	1 283	1 231	1 257	1 163	1 186	1 206
Stopa podatkowa	22%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%
Podatek od EBIT [mln PLN]	264	205	229	229	234	244	234	239	221	225	229
NOPLAT [mln PLN]	912	875	976	976	997	1 039	997	1 018	942	961	977
Amortyzacja [mln PLN]	967	1 031	1 093	1 171	1 215	1 254	1 288	1 320	1 346	1 368	1 387
CAPEX [mln PLN]	-1 651	-1 851	-1 648	-1 606	-1 606	-1 606	-1 606	-1 606	-1 542	-1 542	-1 542
Inwestycje w kapitał obrotowy [mln PLN]	-15	-175	-92	-149	-9	-8	-15	-21	-14	-22	-23
FCF [mln PLN]	213	-119	329	392	596	679	664	710	732	764	799
DFCF [mln PLN]		-112	288	318	448	472	427	422	402	386	372
Suma DFCF [mln PLN]		3 422									
Wartość rezydualna [mln PLN]	10 868		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym: +0,0%								
Zdyskontowana wart. rezydualna [mln PLN]	5 053										
Wartość firmy EV [mln PLN]	8 475										
Dług netto [mln PLN]	4 802										
Udziały w jed. stowarzyszonych* [mln PLN]	-15										
<b>Wartość kapitału</b>	<b>3 658</b>										
Udziały mniejszości [mln PLN]	61										
Ilość akcji [mln szt.]	414										
<b>Wartość kapitału na akcję [PLN]</b>	<b>8,7</b>										

Przychody zmiana r/r	15,6%	6,5%	1,5%	0,4%	0,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%
EBIT zmiana r/r	-20,4%	11,5%	0,0%	2,1%	4,3%	-4,0%	2,1%	-7,4%	2,0%	1,7%
FCF zmiana r/r	-	-	19,4%	51,8%	13,9%	-2,2%	6,9%	3,1%	4,3%	4,6%
Marża EBITDA	17,7%	18,1%	18,4%	18,9%	19,5%	19,2%	19,4%	18,7%	18,8%	18,9%
Marża EBIT	9,0%	9,5%	9,3%	9,5%	9,9%	9,4%	9,5%	8,7%	8,7%	8,8%
Marża NOPLAT	7,3%	7,7%	7,6%	7,7%	8,0%	7,6%	7,7%	7,0%	7,1%	7,1%
CAPEX / Przychody	15,5%	13,0%	12,4%	12,4%	12,4%	12,2%	12,1%	11,5%	11,4%	11,2%
CAPEX / Amortyzacja	179,5%	150,8%	137,1%	132,2%	128,1%	124,7%	121,7%	114,6%	112,8%	111,2%
Zmiana KO / Przychody	1,5%	0,7%	1,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%
Zmiana KO / Zmiana przychodów	10,9%	12,0%	80,3%	16,9%	25,9%	11,1%	15,0%	9,3%	14,8%	14,6%

Źródło: BDM S.A. \*- wycena jednostek stowarzyszonych (PGG, EO, PXM, EP) w części opisowej założeń DCF

#### Kalkulacja WACC

	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Stopa wolna od ryzyka	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Premia za ryzyko	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Premia kredytowa	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Koszt kapitału własnego	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%	9,0%
Udział kapitału własnego	71,5%	72,0%	73,2%	77,3%	80,0%	82,6%	85,1%	87,5%	92,0%	95,2%
Koszt kapitału obcego po opodatkowaniu	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Udział kapitału obcego	28,5%	28,0%	26,8%	22,7%	20,0%	17,4%	14,9%	12,5%	8,0%	4,8%
WACC	7,7%	7,7%	7,8%	8,0%	8,1%	8,2%	8,3%	8,4%	8,6%	8,8%

Źródło: BDM S.A.



**Wrażliwość modelu DCF: beta / wzrost lub spadek FCF w okresie rezydualnym**

		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym								
beta		-3,0%	-2,0%	-1,0%	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%
	0,7	8,3	9,6	11,2	13,3	16,1	19,9	25,4	34,2	50,5
	0,8	7,2	8,4	9,8	11,6	13,9	17,0	21,5	28,2	39,7
	0,9	6,2	7,2	8,5	10,1	12,0	14,7	18,3	23,5	32,0
	1,0	5,3	6,2	7,3	8,7	10,4	12,6	15,6	19,8	26,2
	1,1	4,5	5,3	6,3	7,5	8,9	10,8	13,3	16,7	21,8
	1,2	3,7	4,5	5,3	6,4	7,7	9,3	11,4	14,2	18,2
	1,3	3,0	3,7	4,5	5,4	6,5	7,9	9,7	12,1	15,3

Źródło: BDM S.A.

**Wrażliwość modelu DCF: premia za ryzyko / wzrost lub spadek FCF w okresie rezydualnym**

		wzrost / spadek FCF w okresie rezydualnym								
Premia za ryzyko		-3,0%	-2,0%	-1,0%	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%
	3,0%	9,4	11,0	12,9	15,3	18,6	23,2	30,2	42,1	66,7
	4,0%	7,2	8,4	9,8	11,6	13,9	17,0	21,5	28,2	39,7
	5,0%	5,3	6,2	7,3	8,7	10,4	12,6	15,6	19,8	26,2
	6,0%	3,7	4,5	5,3	6,4	7,7	9,3	11,4	14,2	18,2
	7,0%	2,4	3,0	3,7	4,5	5,5	6,7	8,2	10,2	12,9
	8,0%	1,2	1,7	2,2	2,9	3,7	4,6	5,8	7,2	9,1
	9,0%	0,2	0,6	1,0	1,6	2,2	2,9	3,8	4,9	6,3

Źródło: BDM S.A.

**Wrażliwość modelu DCF: premia za ryzyko / beta**

		Beta								
Premia za ryzyko		0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
	3,0%	19,7	18,1	16,6	15,3	14,1	13,0	11,9	11,0	10,1
	4,0%	16,2	14,5	13,0	11,6	10,3	9,2	8,2	7,2	6,4
	5,0%	13,3	11,6	10,1	8,7	7,5	6,4	5,4	4,5	3,7
	6,0%	11,0	9,2	7,7	6,4	5,2	4,1	3,2	2,3	1,6
	7,0%	8,9	7,2	5,8	4,5	3,3	2,3	1,5	0,7	-0,1
	8,0%	7,2	5,6	4,1	2,9	1,8	0,9	0,0	-0,7	-1,4
	9,0%	5,8	4,1	2,8	1,6	0,5	-0,3	-1,1	-1,8	-2,5

Źródło: BDM S.A.

## WYCENA PORÓWNAWCZA

Wyceny porównawczej dokonaliśmy w oparciu o nasze prognozy na lata 2019-2021 do dużych spółek energetycznych notowanych na GPW. Analizę oparto na wskaźniku EV/EBITDA. Obliczenia bazują na kursach z 15 marca 2019 roku. Udział wyceny porównawczej w wycenie końcowej wynosi 50%.

Porównując wyniki Energa ze wskaźnikami innych spółek otrzymaliśmy wartość spółki na poziomie 3,4 mld PLN, co odpowiada 8,1 PLN/akcję. Spółka jest obecnie handlowana przy mnożniku EV/EBITDA'19 na poziomie 4,2x czyli blisko mediany grupy porównawczej.

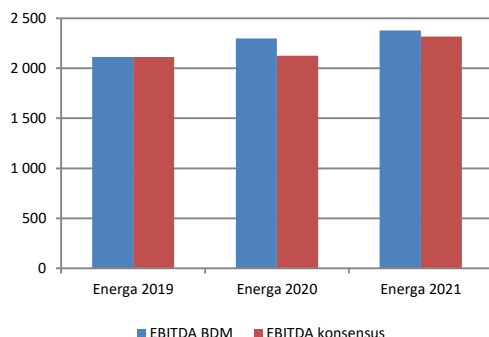
### Wycena porównawcza

	EV/EBITDA		
	2019P	2020P	2021P
PGE	4,06	3,72	2,59
Enea	3,26	2,90	2,12
Tauron*	4,50	3,80	3,30
CEZ	7,61	6,85	6,73
Mediana	4,28	3,76	2,95
ENERGA	4,18	3,78	3,57
Premia/dyskonto do spółki	-2,3%	0,4%	21,2%
Wycena wg wskaźnika	9,7	9,1	5,6
Waga roku	33%	33%	33%
<b>Wycena 1 akcji [PLN]</b>	<b>8,1</b>		

Źródło: BDM S.A., Bloomberg, wg cen z 15.03.2019. \*- własne prognozy

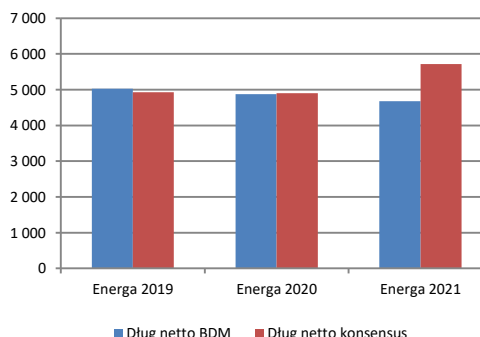
Zwracamy uwagę, że nasze prognozy EBITDA dla Energa na 2020-2021 są nieco wyższe niż konsensus Bloomberg. W przypadku zadłużenia netto nasze prognozy są wyraźnie poniżej konsensusu Bloomberg (niższy CAPEX, brak założeń co do wypłaty dywidendy).

Porównanie prognozy EBITDA BDM vs konsensus



Źródło: BDM S.A., Bloomberg (15.03.19), szacunki własne

Porównanie prognozy długu netto BDM vs konsensus



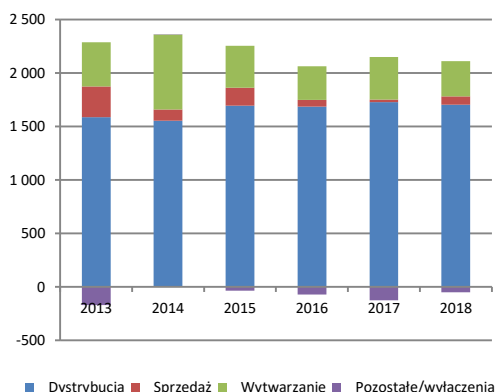
Źródło: BDM S.A., Bloomberg (15.03.19), szacunki własne

## GRUPA ENERGA

Energa jest jedną z 4 największych w Polsce grup energetycznych. Działalność spółki obejmuje takie obszary jak wytwarzanie, dystrybucję i obrót energią elektryczną.

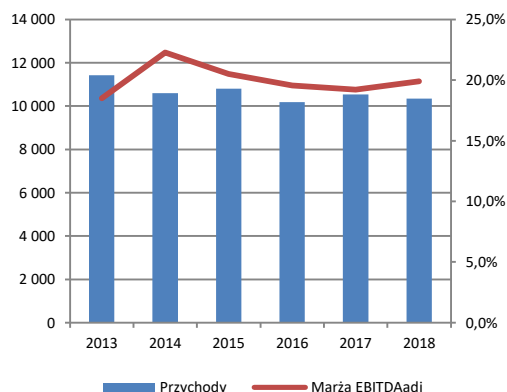
Na tle branży spółkę wyróżnia największy udział dystrybucji w generowanej EBITDA (ok. 85% w 2016-2018) i OZE w produkcji energii elektrycznej.

**Struktura EBITDA [mln PLN]**



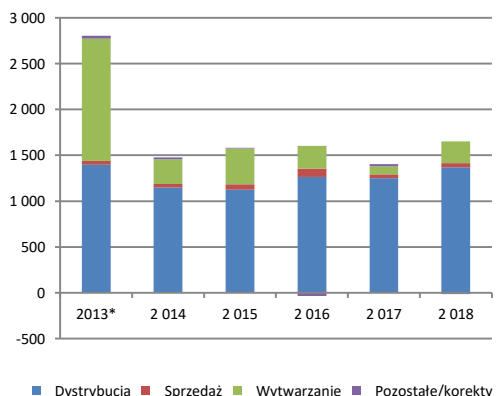
Źródło: BDM S.A., Spółka

**Przychody [mln PLN] i marża EBITDA [%]**



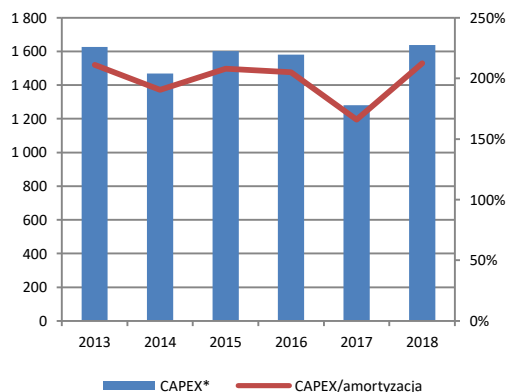
Źródło: BDM S.A., Spółka. LS- przychody, PS- marża

**Struktura CAPEX [mln PLN]**



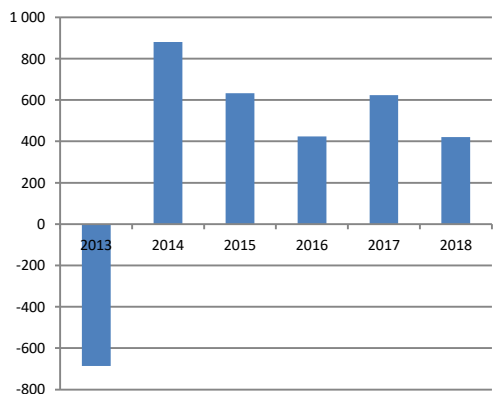
Źródło: BDM S.A., Spółka. \*- w tym zakup FW od Iberdrola za 1052 mln PLN.

**CAPEX [mln PLN] i CAPEX/amortyzacja [%]**



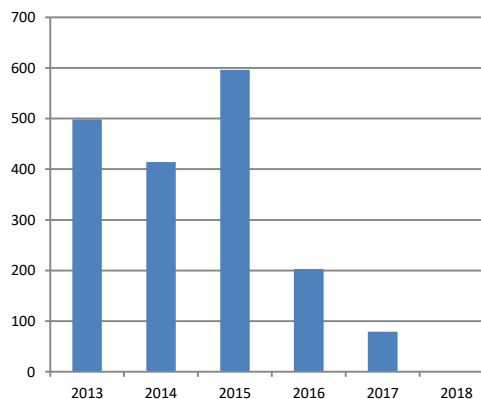
Źródło: BDM S.A., Spółka. \*- CAPEX w cash flow. LS- CAPEX, PS- CAPEX/amortyzacja

**EBITDA-CAPEX [mln PLN]**



Źródło: BDM S.A., Spółka, szacunki własne

**Dywidenda [mln PLN]**



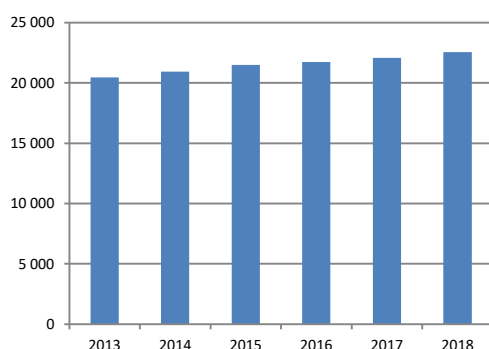
Źródło: BDM S.A., Spółka, szacunki własne

## DYSTRYBUCJA

Rocznie spółka dystrybuje ponad 22 TWh energii elektrycznej, co daje jej 3 miejsce w kraju (16% udziału w rynku). Sieć dystrybucyjna liczy ponad 187 tys. km (III miejsce), przez co spółka może się poszczycić wysoką wartością WRA (>12 mld PLN). Segment dystrybucji stanowił 85% EBITDA w 2016-2018.

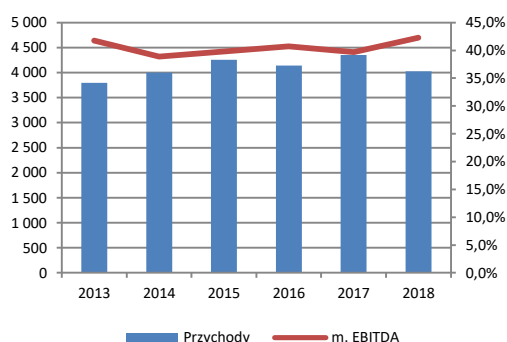
### Historyczne wyniki operacyjne i finansowe

Dystrybucja energii elektrycznej [GWh]



Źródło: BDM S.A., Spółka

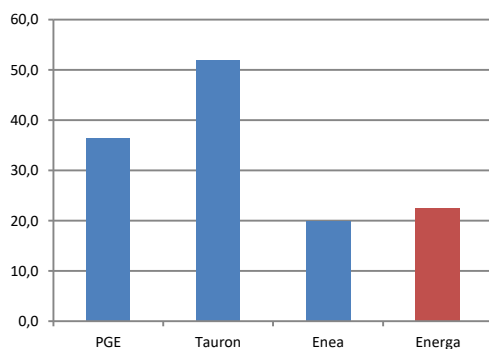
Przychody [mln PLN] i marża EBITDA segmentu [%]



Źródło: BDM S.A., Spółka. LS- przychody, PS- marża

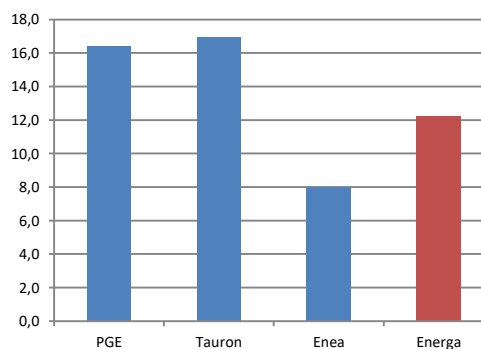
### Pozycja konkurencyjna

Dystrybucja energii elektrycznej w 2018 roku [TWh]



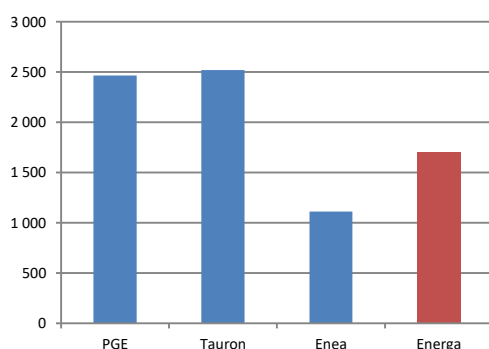
Źródło: BDM S.A., Spółki

WRA\* w dystrybucji w 2018 roku [mld PLN]



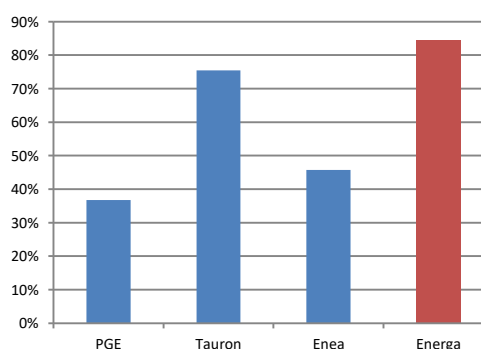
Źródło: BDM S.A., Spółki. \*- Wartość Regulacyjna Aktywów (podstawa zwrotu w dystrybucji).

EBITDA w segmencie dystrybucja 2018 [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., Spółki

Udział dystrybucji w EBITDA spółek 2017



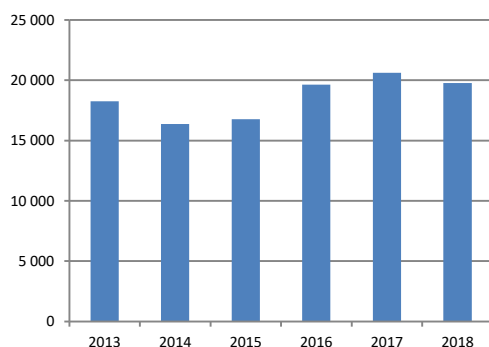
Źródło: BDM S.A., Spółki

## SPRZEDAŻ

Rocznie spółka sprzedaje ok. 20 TWh energii elektrycznej i zajmuje pod tym względem czwarte miejsce w kraju (15% udziału w rynku). Co ważne, spółka jest drugim największym w kraju „kupującym netto”, tzn. więcej energii sprzedaje niż wytwarza (brakującą część kupuje m.in. na TGE). Rocznie ekspozycja ta sięga 15-16 TWh.

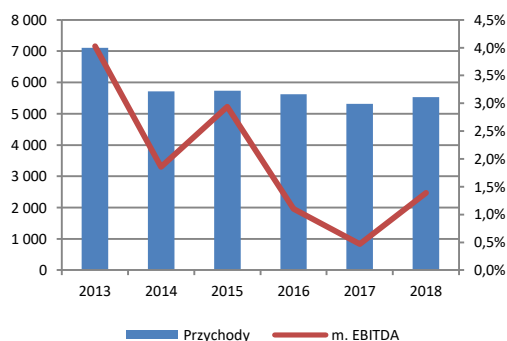
### Historyczne wyniki operacyjne i finansowe

#### Sprzedaż energii elektrycznej [GWh]



Źródło: BDM S.A., Spółka.

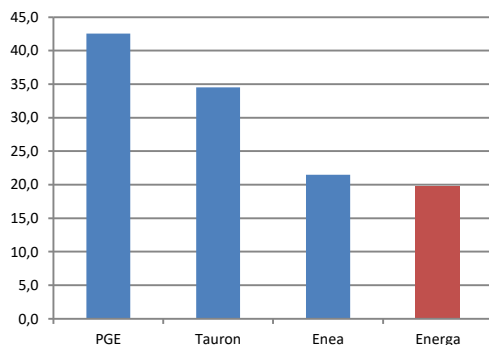
#### Przychody [mln PLN] i marża EBITDA segmentu [%]



Źródło: BDM S.A., Spółka. LS- przychody, PS- marża

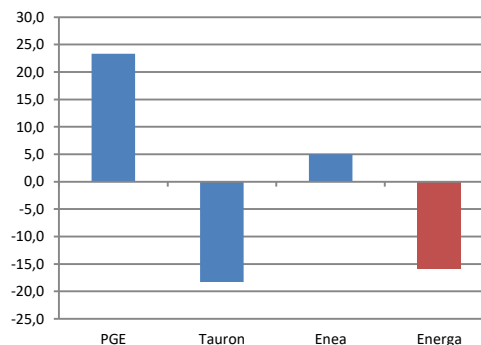
### Pozycja konkurencyjna

#### Sprzedaż energii elektrycznej w 2018 roku [TWh]



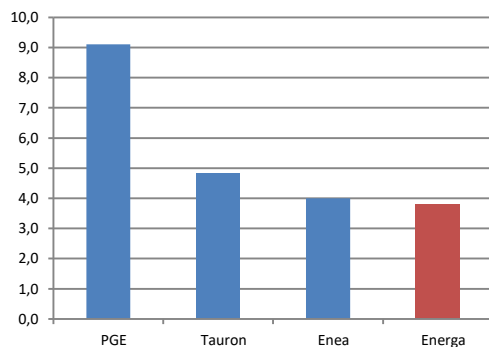
Źródło: BDM S.A., Spółki

#### Pozycja netto (wytwarzanie-sprzedaż) w 2018 roku



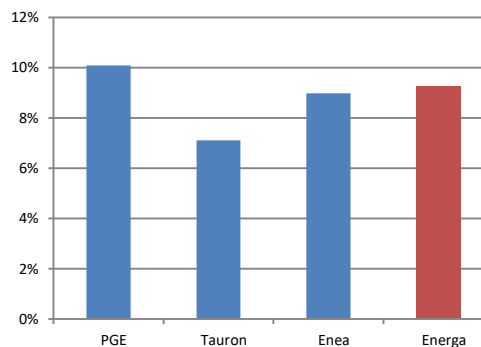
Źródło: BDM S.A., Spółki.

#### Sprzedaż w taryfie regulowanej (G) 2017 [TWh]



Źródło: BDM S.A., Spółki

#### Udział sprzedaży w taryfie regulowanej w przychodach\*



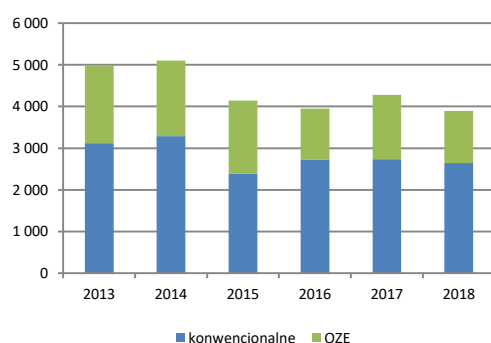
Źródło: BDM S.A., Spółki., szacunki własne. \*- za 2017 rok.

## WYTWARZANIE

Spółka posiada węglową elektrownię systemową (Ostrołęka 690 MWe, 220 MWt) i 4 elektrociepłownie (Elbląg, Kalisz, Żychlin, Wyszogród: 82 MWe, 443 MWt). Spółkę wyróżnia największy udział mocy/produkcji z OZE. 30-40% e.e. spółka generuje z OZE, których łączna moc wynosi 512 MW z czego 211 MW wykorzystuje energię wiatru, 208 MW wody (gł. Włocławek), a reszta to biomasa (87 MW) i fotowoltaika (6 MW). Spółka posiada również el. szczytowo-pompową w Żydowie (167 MW), która pracuje wyłącznie na potrzeby PSE (stały kontrakt).

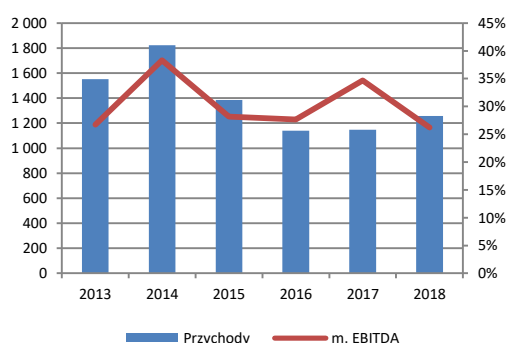
### Historyczne wyniki operacyjne i finansowe

Produkcja energii elektrycznej brutto [GWh]



Źródło: BDM S.A., Spółka.

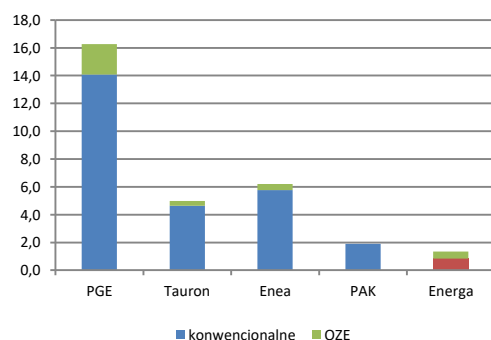
Przychody [mln PLN] i marża EBITDA segmentu [%]



Źródło: BDM S.A., Spółka. LS- przychody, PS- marża

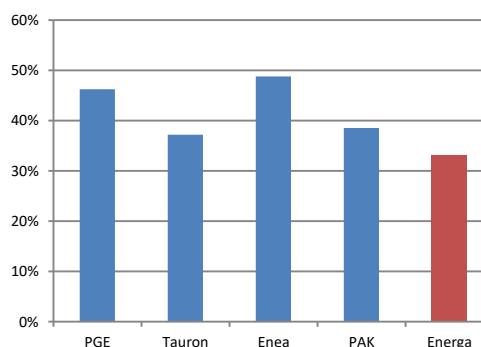
### Pozycja konkurencyjna

Zainstalowana moc ogółem 2018 [GW]



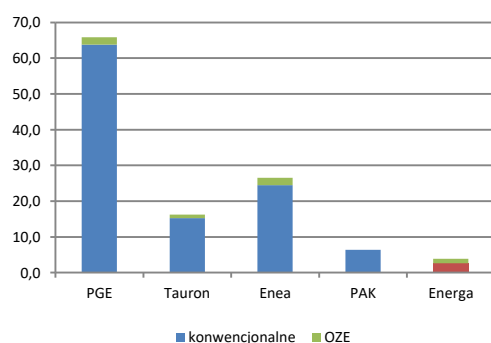
Źródło: BDM S.A., Spółki

Wskaźnik dyspozycyjności mocy ogółem\*



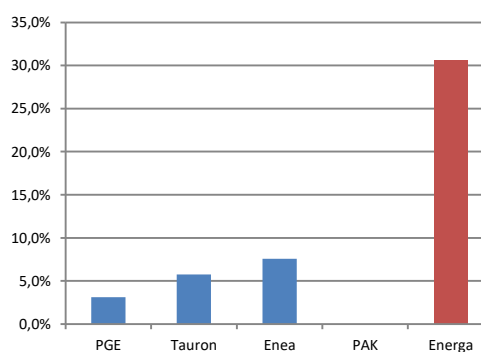
Źródło: BDM S.A., Spółki. \*- procent czasu pracy z pełną mocą w roku.

Produkcja energii brutto 2018 [TWh]



Źródło: BDM S.A., Spółki. Dla Tauron, Enea, PAK- szacunki

Udział OZE w całkowitym wytwarzaniu 2018 [%]



Źródło: BDM S.A., Spółki.

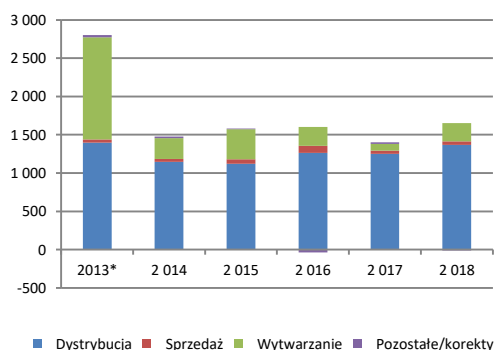
## CAPEX

W latach 2014-2017 CAPEX spółki kształtował się na poziomie ok. 1,5 mld PLN, z czego 1,2-1,3 mld PLN przypadało na Dystrybucję. W 2018 roku CAPEX wyniósł 1,67 mld PLN (w dystrybucji 1,37 mld PLN) vs 1,4 mld PLN przed rokiem. W wytwarzaniu spółka rozpoczęła remont BAT jednego bloku w Ostrołęce, który nie pracował przez ponad 4 miesiące (cały 2Q'18).

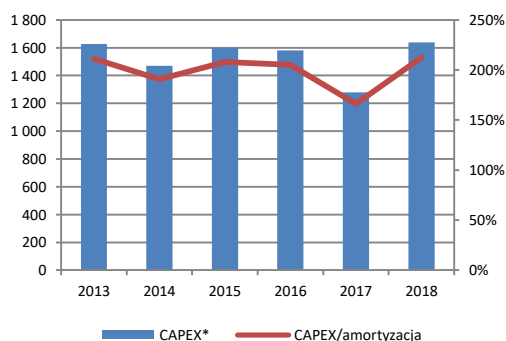
Plan CAPEX na 2019 rok wynosi ok. 2 mld PLN w tym Dystrybucja ok. 1,28 mld PLN, a Wytwarzanie ok. 0,8 mld PLN- sprawozdanie zarządu '18. Spółka wskazuje na budowę 3 bloków CCGT (gazowych) w Grudziądzu (przetarg ogłoszony w marcu '19), Gdańsku i Elblągu. Szacunkowy koszt tych projektów to ok. 3,5 mld PLN, co nie jest uwzględnione w naszym modelu (wstępny etap projektów, brak szczegółów).

Strategia na lata 2016-2025 określiła cały CAPEX na poziomie 20,6 mld PLN z czego 13 mld PLN miało przypadać na Dystrybucję. Do wydania pozostało 9,1 mld PLN i nasze założenia na 2019-2025 są zgodne ze strategią. W przypadku pozostałych segmentów, gł. wytwarzania strategia przewidywała CAPEX na poziomie 7,6 mld PLN, z czego do wydania na '19-'25 pozostało 7,0 mld PLN. W modelu uwzględniamy tylko „pewne” inwestycje o wartości ok. 2,5 mld PLN.

Struktura CAPEX 2013-2018 [mln PLN]



CAPEX [mln PLN] i CAPEX/amortyzacja [%]



Źródło: BDM S.A., Spółka. \*- zakup farm wiatrowych

Źródło: BDM S.A., Spółka, szacunki własne. LS- CAPEX, PS- CAPEX/amortyzacja

## Główne realizowane i potencjalne projekty inwestycyjne [mld PLN]

	Budżet strategia od	Budżet strategia do	Koniec	CAPEX Energa	pozostało 2019-2025	uwagi
Inwestycje wymienione w strategii 2016-2025	22,5	23,0		15,7	11,6	
Dystrybucja	13,00	13,00	2025	13,0	9,1	1,3 mld rocznie także do '30
Wytwarzanie	9,50	10,00		2,7	2,5	
Ostrołęka C	5,50	6,00	2023	1,0	1,0	brak struktury finansowania
Elektrownia Wodna Wisła	3,50	3,50	2026	1,0	1,0	brak informacji
OZE do 50 MW w '20			2020	0,2	0,2	
CHP 50 mln PLN rocznie	0,50	0,50	2025	0,5	0,3	
Potencjalne				3,7	3,7	
Dystrybucja						
przebudowa sieci napowietrznej na kablowe						CFO marzec'18, CAPEX 30% wyższy
Wytwarzanie				3,7		
CCGT (gaz) Grudziądz 600 MW			2023	1,8		konferencja 14.03.19, 03.19 przetarg (450-750), wybór GRI 1Q'20
CCGT (gaz) Gdańsk 450 MW				1,4		spr zarządu'18
CCGT+CHP (gaz) Elbląg 115 MW				0,3		spr zarządu'18
EC biomasowa Kalisz 10 MW			2021	0,1		
offshore ?						CFO marzec'18
FW Przykonia 30 MW			2H'20	0,1		lut'19 prasa (75 GWh)
magazyn energii (6MW, 27 MWh)			2H'20			listopad'18
Pozostałe						
elektromobilność ?						marzec'19 spółka: 100 stacji ładowania do '22
Uwzględnione w wycenie				16,0	11,5	
Dystrybucja			2016-2025	12,9	9,0	
Wytwarzanie/sprzedaż/pozostałe			2016-2026	3,1	2,5	CHP, FW Przykonia, EC Kalisz, BAT '19-'20

Źródło: BDM S.A., Spółka, \*- szacunki własne

## STRATEGIA 2016-2025

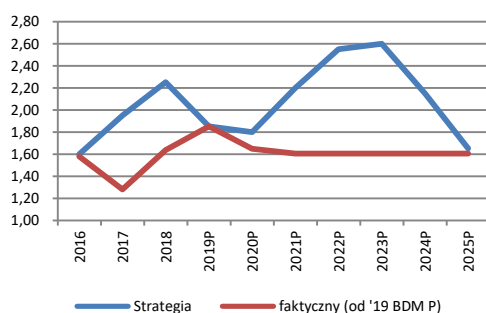
We listopadzie 2016 roku spółka opublikowała strategię na lata 2016-2025.

### Gł. cele i programy strategiczne 2016-2025

Cele strategiczne	Klient	Infrastruktura
Programy strategiczne	Wykorzystanie posiadanych przewag konkurencyjnych	Rozbudowa inteligentnej i niezawodnej sieci dystrybucji
KPI	Przyjęcie roli integratora Zarządzanie wartością klienta Przeniesienie oferty do świata cyfrowego Nowa oferta produktowa (100 mln PLN EBITDA w '20 i 300 w '25) Nowe kanały sprzedaży Nowa organizacja procesów sprzedaży Nowe rozwiązania IT	Rozwój infrastruktury szerokopasmowego dostępu do internetu Wykorzystanie regulacji stabilizujących przychody Utrzymanie silnej pozycji w zakresie OZE Spełnienie wymogów taryfy jakościowej, 75% w '20 i 100% w '25 zdalnych układów pomiarowych Model biznesowy udostępniania sieci światłowodowej do '17 Oddanie do eksploatacji Ostrołęka C do końca '23, 50 mln PLN rocznie nakładów na linię biznesową CHP Pozwolenie na realizację 2. Stopnia na Wiśle do '20, nowe projekty OZE 50 MW do '20

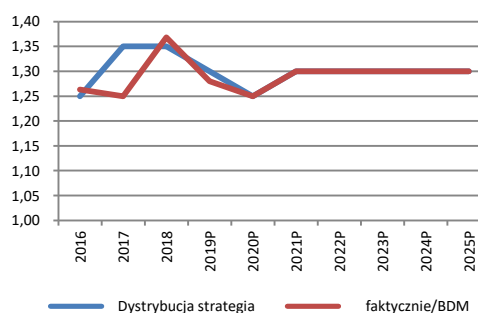
Źródło: BDM, prezentacja Energa z 16.11.2016

### CAPEX: plan vs realizacja/prognoza BDM



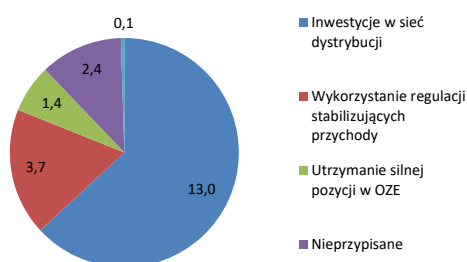
Źródło: BDM S.A., prezentacja Energa 16.11.2016

### CAPEX dystrybucja: plan vs realizacja/prognoza BDM



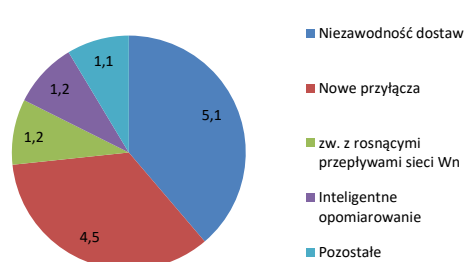
Źródło: BDM S.A., prezentacja Energa 16.11.2016

### Podział CAPEX 2016-2025 [mld PLN]



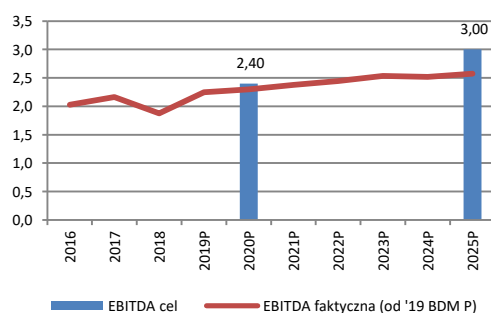
Źródło: BDM S.A., prezentacja Energa 16.11.2016

### Podział CAPEX w dystrybucji 2016-2025 [mld PLN]



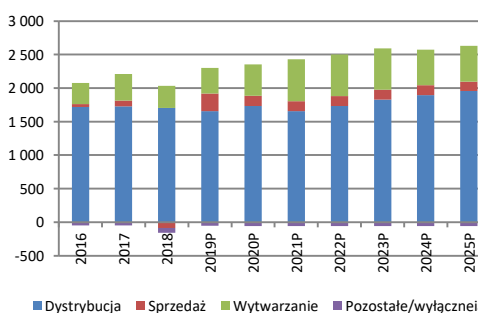
Źródło: BDM S.A., prezentacja Energa 16.11.2016

### EBITDA: cel vs realizacja/prognoza BDM [mln PLN]



Źródło: BDM S.A., prezentacja Energa 16.11.2016

### Struktura EBITDA: faktyczna/prognoza BDM



Źródło: BDM S.A., spółka, szacunki własne

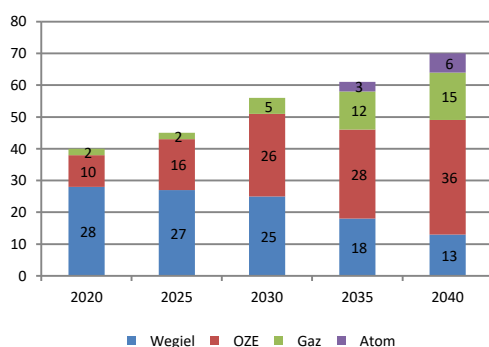


## PEP 2040 A ENERGIA

W listopadzie 2018 (23.11.2018) ME zaprezentowało Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. Polityka ma zostać przyjęta w 1H'19.

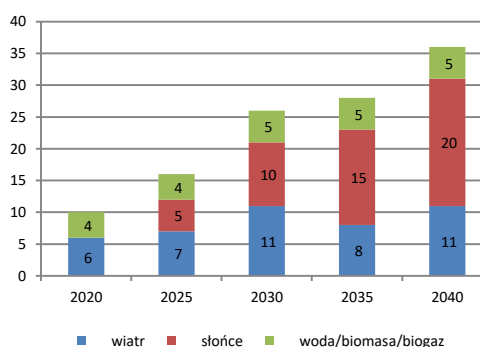
PEP 2040 kładzie nacisk na energetykę jądrową i morskie farmy wiatrowe. Zwracamy uwagę, że w przeciwieństwie do innych grup energetycznych kontrolowanych przez MSP (PGE, Tauron, Enea) spółka ma dopasowaną strukturę wytwarzania, co nie rodzi ryzyk nadmiernych inwestycji w obszarze m.in. OZE.

**Struktura mocy zainstalowanej ogółem 2020-2040 [MW]**



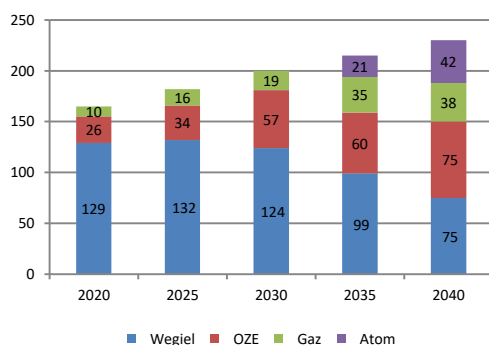
Źródło: DM BDM S.A., PEP 2040

**Struktura mocy zainstalowanej OZE 2020-2040 [MW]**



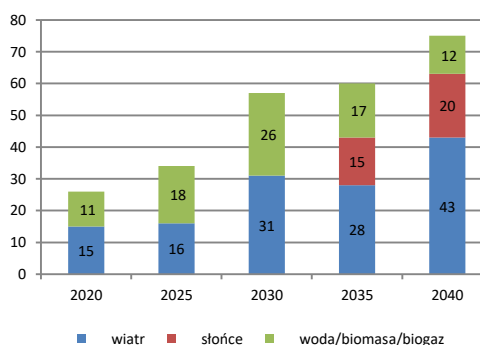
Źródło: DM BDM S.A., PEP 2040

**Struktura produkcji energii ogółem 2020-2040 [TWh]**



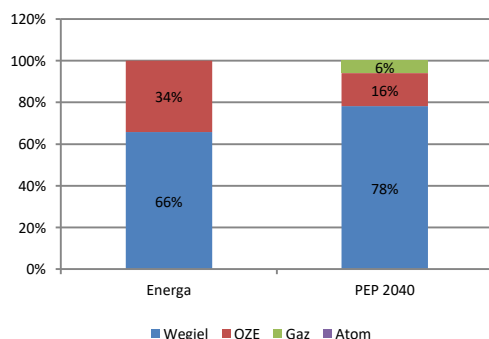
Źródło: DM BDM S.A., PEP 2040

**Struktura produkcji energii z OZE 2020-2040 [TWh]**



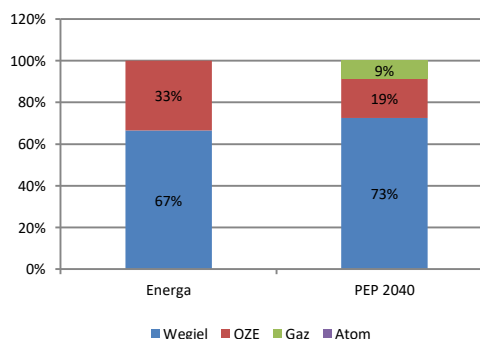
Źródło: DM BDM S.A., PEP 2040

**Struktura produkcji energii w 2020 Energa vs PEP**



Źródło: DM BDM S.A., spółka, PEP 2040

**Struktura produkcji energii w 2025 Energa\* vs PEP**



Źródło: DM BDM S.A., spółka, PEP 2040. \* 03.19 spółka rozpięła przetarg na gazową CCGT, która powinna powstać do 2023 roku. W 2024 ma powstać węglowa Ostrołęka C. Po tych inwestycjach udział OZE spadnie do ok. 15%.

## RYNEK MOCY

Rynek mocy w Polsce powstał na podstawie ustawy z 8 grudnia 2017 roku. W sierpniu 2018 pojawiło się rozporządzenie określające warunki pierwszych 3 aukcji na lata 2021-2023. W listopadzie 2018 przeprowadzono pierwszą aukcję (na 2021 rok), a kolejne 2 odbyły się w grudniu 2018.

Ceny aukcji rynku mocy okazały się wyższe od oczekiwań kształtujących się na poziomie 160-170 PLN/kW (165 PLN/kW wynikało z budżetu w OSR do projektu ustawy), co zdecydowanie poprawiło nastroje na spółkach energetycznych. Tym samym budżet rynku mocy w 2021-2023 wyniesie 5,4-5,1 mld PLN (budżet w OSR 3,7 mld PLN) i zostanie sfinansowany specjalną opłatą mocową w rachunkach klientów:

- aukcja na 2021 rok (15.11.2018) 240,32 PLN/kW;
- aukcja na 2022 rok (05.12.2018) 198 PLN/kW;
- aukcja na 2023 rok (21.12.2018) 202,99 PLN/kW;

Aukcja z dostawą na 2024 rok ma się odbyć w grudniu 2019.

### Wyniki aukcji rynku mocy [MW]

	Aukcja na 2021 MW					Aukcja na 2022 MW			Aukcja na 2023 MW			RAZEM MW
	na 17 lat	na 15 lat	na 7 lat	na 5 lat	na 1 rok	na 15 lat	na 5 lat	na 1 rok	na 15 lat	na 5 lat	na 1 rok	
PGE	-	1 944	280	2 419	7 009	-	-	7 062	-	-	6 850	25 564
Tauron	5	768	-	1 474	426	-	-	422	-	-	393	3 488
Enea	-	915	-	2 711	37	-	-	37	426*	-	37	4 163
Energa	-	-	-	585	392	-	-	442	426*	-	477	2 323
ZE PAK	-	-	-	-	587	-	-	587	-	-	587	1 761
Polenergia	-	-	-	-	114	-	-	114	-	-	114	341
EC Będzin	-	-	-	-	55	-	-	55	-	-	-	110
pozostali	433	63	443	225	1 543	-	-	1 880	-	-	1 321	5 907
<b>RAZEM</b>	<b>438</b>	<b>3 690</b>	<b>723</b>	<b>7 415</b>	<b>10 162</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 599</b>	<b>853</b>	<b>-</b>	<b>9 779</b>	<b>43 657</b>

Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE. \*- Ostrołęka C (nie uwzględnione w modelu)

### Wsparcie z rynku mocy po wynikach 3 aukcji [MW]

	2021	2022	2023	2024-2025	2026-2027	2028-2035	2036-2037
PGE	11 652	11 705	11 493	4 643	2 224	1 944	-
Tauron	2 673	2 669	2 640	2 247	773	773	5
Enea	3 663	3 663	4 089	4 052	1 341	1 341	-
Energa	977	1 027	1 489*	1 012*	426*	426*	-
ZE PAK	587	587	587	-	-	-	-
Polenergia	114	114	114	-	-	-	-
EC Będzin	55	55	-	-	-	-	-
pozostali	2 706	3 044	2 485	1 164	939	496	433
<b>RAZEM</b>	<b>22 427</b>	<b>22 864</b>	<b>22 896</b>	<b>13 117</b>	<b>5 703</b>	<b>4 980</b>	<b>438</b>

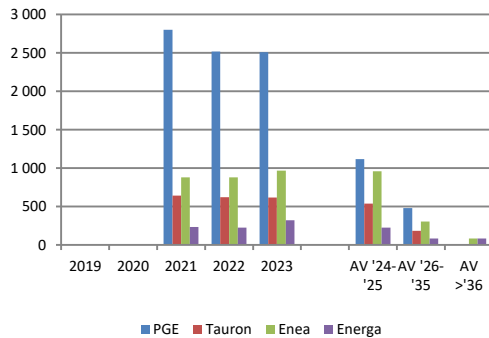
Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE. \*- w tym 426 MW (50%) Ostrołęka C (nie uwzględnione w modelu)

### Przychody z rynku mocy [mln PLN]

	Przychody z RM mln PLN			Przychody w całym okresie mln PLN	NPV wsparcia* Mln PLN	% MC**	NPV bez Ostrołęki C Mln PLN	% MC**
	2021	2022	2023					
PGE	2 800	2 514	2 506	12 070	8 113	41%	8 113	41%
Tauron	642	622	620	4 661	2 460	66%	2 460	66%
Enea	880	879	965	6 565	3 889	94%	3 440	83%
Energa	235	228	324***	797***	1 081***	28%***	631	17%
ZE PAK	141	116	119	141	259	65%	259	65%
Polenergia	27	23	23	27	50	5%	50	5%
EC Będzin	13	11	-	13	17	23%	17	23%
pozostali	650	642	548	10 051	2 075		2 075	
<b>RAZEM</b>	<b>5 390</b>	<b>5 035</b>	<b>5 105</b>	<b>34 326</b>	<b>17 945</b>		<b>17 046</b>	

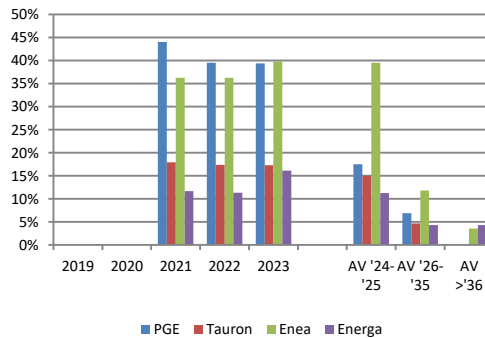
Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE. \*- NPV dla WACC 10% i bez jakichkolwiek kosztów utrzymania mocy. \*\*- do kapitalizacja 12.03.2019 \*\*\*- w tym Ostrołęka C (nie uwzględnione w modelu, potencjalny przychód 86,5 mln PLN rocznie dla Energa).

**Krzywa wsparcia z rynku mocy 2021-2037P [mln PLN]**



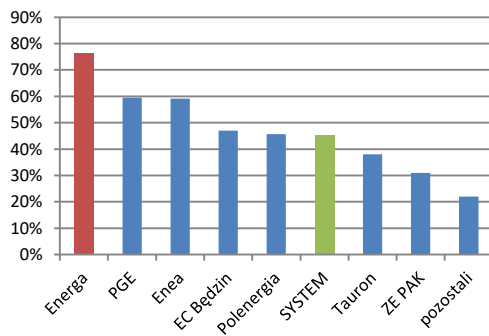
Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE

**Wsparcie z RM jako % EBITDA 2018\***



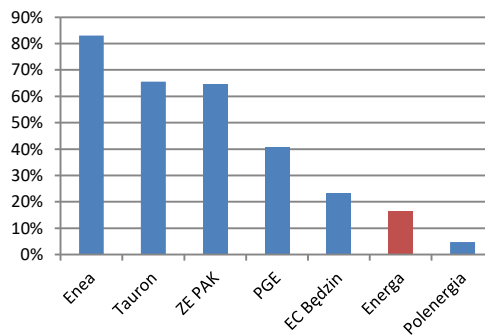
Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE.

**Udział aktywów korzystających ze wsparcia 2021-2023\***



Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE. \*- średnia 2021-2023 z wyłączeniem nieistniejących bloków

**NPV wsparcia RM/kapitalizację\***



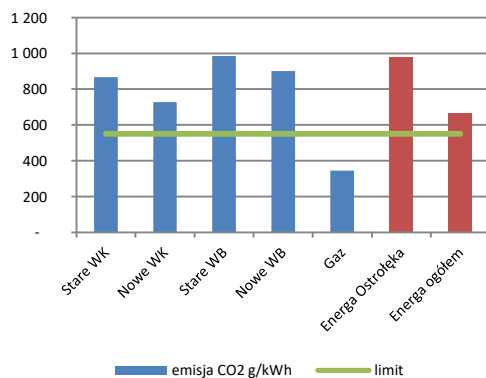
Źródło: DM BDM S.A., spółki, PSE. \*- na dzień 12.03.2019, bez Ostrołki C

### Zasada 550 gram

Dn. 19.12.2018 KE przyjęła „zasadę 550 gram CO<sub>2</sub>/kWh energii”. W praktyce oznacza to brak pomocy publicznej, np. w formie rynku mocy, dla źródeł wytwórczych emitujących >550 g. CO<sub>2</sub>/kWh energii i eliminuje ze wsparcia źródła konwencjonalne na węgiel (nowe jednostki na WK emitują ok. 750 g. CO<sub>2</sub>/kWh, polski system ok. 950 g.). Wsparcie będą mogły otrzymać OZE i źródła gazowe (350 g. CO<sub>2</sub>/kWh).

Porozumienie ma zostać przyjęte na posiedzeniu plenarnym PE prawdopodobnie w 1H'19. Wsparcie dla jednostek w kontraktach wieloletnich (15-17 lat) ma być realizowane (gwarancja praw nabytych).

**Emisyjność CO<sub>2</sub> źródeł wytwórczych w polskim systemie**



Źródło: DM BDM S.A., spółki, II, szacunki własne

## USTAWA OGRANICZAJĄCA WZROST CEN ENERGII

Dn. 28.12.2018 Sejm uchwalił ustawę „o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw”. Ustawa weszła w życie z dniem 01.01.2019. Ustawa:

- obniża opłatę przejściową o 95% (art. 2 ustawy);
- obniża akcyzę z 20 do 5 PLN/MWh (art. 1 ustawy);
- wprowadza „cennik energii elektrycznej” (art. 5 ustawy), który zamraza ceny usług dystrybucji (na 31.12.2018) i sprzedawanej energii elektrycznej (na 30.06.2018);
- tworzy „Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny” mający zrekompensować utracone przychody przedsiębiorstwom energetycznym (art.11- wymaga rozporządzenia ME).

Dn. 21.02.2019 Sejm znowelizował ustawę „o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw”. Nowelizacja precyzuje zapisy w ustawie z 28.12.2018 w szczególności dot. rodzajów umów zawieranych na linii odbiorca-sprzedawca. Tym samym zmierza w kierunku objęcia wszystkich odbiorców końcowych ustawowym ograniczeniem cen energii (do cen nie wyższych niż z 30.06.2018). Nowelizacja ustawy likwiduje również zapis o „zamrożeniu” taryf dystrybucyjnych na dzień 31.12.2018 przywracając kompetencje URE (rozumiemy, że wzrost stawek będzie limitowany brakiem zmian w całkowitym rachunku odbiorcy po obniżonej akcyzie i opłacie przejściowej). W trakcie prac do projektu, który pojawił się 18.02.2019, wprowadzono kilka poprawek, które precyzują m.in. w jaki sposób należy obliczać średnioważoną cenę energii na rynku hurtowym oraz że marża danego podmiotu jest uzależniona od łącznego wolumenu sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Wielkości te będą potrzebne do obliczania wysokości należnego zwrotu różnicy ceny, jaki dostanie sprzedawca energii. Kluczowe w tym kontekście ma być rozporządzenie ME, które wg. ostatnich informacji ma pojawić się do końca marca 2019.

Minister energii szacował budżet całej ustawy na poziomie ok. 9 mld PLN, który ma wynikać z obniżenia akcyzy (ok. 1,85 mld PLN), opłaty przejściowej (ok. 2,24 mld PLN) i sprzedaży praw do emisji CO2 (ok. 5 mld PLN).

W dniu 14.03.2019 został opublikowany projekt rozporządzenia ME dotyczący sposobu obliczenia średnioważonej ceny e.e. i potencjalnych rekompensat dla sprzedawców. Dalej uważamy, że ustawa, do której został opublikowany projekt rozporządzenia wykonawczego, może nie w pełni zrekompensować wszystkich, potencjalnych kosztów sprzedawców, czego nie uwzględniamy w naszym modelu.

### Szacowany wpływ ustawy ograniczającej wzrost cen energii na wynik spółek energetycznych

	szac. wpływ (OSR) mln PLN	szac. wpływ minister mln PLN	potencjalny wpływ mln PLN*	uwagi
obniżka akcyzy	1 850	1 850	2 040	z 20 na 5 PLN/MWh
obniżka opłaty przejściowej	1 700	2 240		
Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny		4 000	4 415	80% wpływów ze sprzedaży CO2
krajowy system zielonych inwestycji		1 000	1 104	20% wpływów ze sprzedaży CO2
<b>RAZEM</b>	<b>3 550</b>	<b>9 090</b>	<b>7 559</b>	
/MWh		66,8		
<b>wzrost cen na TGE (FY'19 vs FY'18)</b>		<b>78,2</b>		
Sprzedaż detaliczna energii 2017 TWh		136,0		
		<b>Mln PLN</b>	<b>% EBITDA 2018</b>	<b>Rezerwy sprzedaż 4Q'18</b>
<b>utrata marży sp. obrotu</b>		<b>-1 545</b>	<b>-9,7%</b>	
PGE		-454	-6,8%	-259
Tauron		-397	-11,9%	-214
Enea		-215	-8,9%	-79
Energa		-234	-11,4%	-136

Źródło: BDM, spółki, \* szacunki własne

## WYNIKI 4Q'18 I PERSPEKTYWY KOLEJNYCH KWARTAŁÓW

Wyniki 4Q'18 były obciążone rezerwami, gł. w segmencie sprzedaży, na co złożyła się rezerwa 136 mln PLN z tyt. umów rodzących obciążenie (zw. z ustawą ograniczającą wzrost cen energii) i jednorazowa zapłata 26 mln PLN kar z tyt. przegranych procesów arbitrażowych (3 umowy CPA). Ostatecznie oczyszczona EBITDA Grupy wzrosła o ok. 2% r/r przy spadku EBITDA sektora o ok. 12%.

Na konferencji po wynikach zarząd wskazywał na odwrócenie utworzonej rezerwy w 1/2Q'19 (zależne od pojawienia się rozporządzenia ME, którego projekt został opublikowany 14.03.2019. Zarząd nie dostrzega ryzyka spadku EBITDA w Dystrybucji, na co zwracał uwagę zarząd konkurencyjnego PGE (widzimy ryzyko wyraźnie słabszych wyników tego segmentu w 1Q'19).

### Prognozy wyników na 4Q'2018 [mln PLN]

	4Q'17	4Q'18	zmiana r/r	2017	2018P	zmiana r/r	2019P	zmiana r/r	2020P	zmiana r/r
Przychody	2 817	2 736	-2,9%	10 534	10 337	-1,9%	11 948	15,6%	12 719	6,5%
Wynik brutto na sprzedaży	636	547	-14,0%	1 919	2 053	7,0%	396	-80,7%	331	-16,3%
EBITDA	517	290	-43,9%	2 160	1 877	-13,1%	2 248	19,8%	2 298	2,2%
EBITDA adj.	457	465	1,8%	2 025	2 058	1,6%	2 112	2,6%	2 298	8,8%
Dystrybucja	382	340	-11,0%	1 726	1 704	-1,3%	1 656	-2,8%	1 732	4,6%
Sprzedaż	1	27		25	77		128	66,7%	153	19,2%
Wytwarzanie	131	95	-27,5%	398	329	-17,3%	379	15,3%	468	23,5%
Pozostałe/wyłączenia	-57	3		-124	-52		-52		-56	
EBIT	384	188	-51,0%	1 210	1 176	-2,8%	1 217	3,5%	1 205	-0,9%
Zysk brutto	308	114	-63,0%	1 002	953	-4,9%	935	-1,9%	978	4,6%
Zysk netto	221	61	-72,4%	773	739	-4,4%	757	2,5%	792	4,6%
Marża zysku brutto ze sprzedaży	22,6%	20,0%		18,2%	19,9%		3,3%		2,6%	
Marża EBITDA	18,4%	10,6%		20,5%	18,2%		18,8%		18,1%	
Marża EBIT	13,6%	6,9%		11,5%	11,4%		10,2%		9,5%	
Marża zysku netto	7,8%	2,2%		7,3%	7,1%		6,3%		6,2%	
KDO (podstawowe)										
Produkcja energii brutto [GWh]	1 161	1 045	-10,0%	4 281	3 895	-9,0%	4 086	4,9%	4 160	1,8%
w tym z OZE [GWh]	509	267	-47,5%	1 548	1 190	-23,1%	1 301	9,3%	1 375	5,7%
Dystrybucja energii [GWh]	5 603	5 615	0,2%	22 068	22 542	2,1%	22 767	1,0%	22 995	1,0%
Sprzedaż energii detaliczna [GWh]	5 382	5 027	-6,6%	20 614	19 757	-4,2%	19 757	0,0%	19 757	0,0%

Źródło: Dom Maklerski BDM S.A., spółka

### Perspektywy kolejnych kwartałów [mln PLN]

	IQ'17	IIQ'17	IIIQ'17	IVQ'17	IQ'18	IIQ'18	IIIQ'18	IVQ'18	IQ'19P	IIQ'19P	IIIQ'19P	IVQ'19P
Przychody	2 710	2 487	2 520	2 817	2 642	2 392	2 567	2 736	3 066	2 872	2 870	3 139
Dystrybucja	1 151	1 047	1 028	1 124	1 067	1 005	948	1 008	1 099	1 035	977	1 038
Sprzedaż	1 350	1 267	1 242	1 457	1 423	1 260	1 391	1 455	1 776	1 689	1 725	1 854
Wytwarzanie	278	253	277	340	304	242	316	394	356	299	323	424
Pozostałe/wyłączenia	-69	-80	-27	-104	-152	-115	-88	-121	-165	-151	-155	-178
EBITDA	601	542	500	517	626	535	426	290	705	559	477	507
Dystrybucja	531	400	414	382	509	481	374	340	464	443	383	367
Sprzedaż	-10	21	13	61	53	4	-7	-135	147	38	38	41
Wytwarzanie	104	73	90	131	103	65	66	95	108	90	68	113
Pozostałe/wyłączenia	-24	48	-17	-57	-39	-15	-7	-10	-13	-12	-12	-14
EBITDA adj.	600	501	467	457	626	539	428	465	569	559	477	507
Dystrybucja	530	400	414	382	509	481	374	340	464	443	383	367
Sprzedaż	-10	21	13	1	53	4	-7	27	11	38	38	41
Wytwarzanie	104	73	90	131	103	65	66	95	108	90	68	113
Pozostałe/wyłączenia	-24	7	-50	-57	-39	-11	-5	3	-13	-12	-12	-14
Marża	22,1%	20,1%	18,5%	16,2%	23,7%	22,5%	16,7%	17,0%	18,6%	19,5%	16,6%	16,1%
Dystrybucja	46,0%	38,2%	40,3%	34,0%	47,7%	47,9%	39,5%	33,7%	42,2%	42,8%	39,2%	35,3%
Sprzedaż	-0,7%	1,7%	1,0%	0,1%	3,7%	0,3%	-0,5%	1,9%	0,6%	2,3%	2,2%	2,2%
Wytwarzanie	37,4%	28,9%	32,5%	38,5%	33,9%	26,9%	20,9%	24,1%	30,3%	30,2%	20,9%	26,8%
Dług netto	4 873	4 928	4 693	4 425	4 292	4 477	4 565	4 802	4 789	4 624	4 641	5 029
/EBITDA 12m	2,46	2,37	2,19	2,05	1,96	2,06	2,17	2,56	2,45	2,33	2,28	2,24
KDO (podstawowe)												
Produkcja energii brutto [GWh]	1 022	1 039	1 059	1 161	1 038	849	963	1 045	1 039	942	987	1 118
w tym z OZE [GWh]	397	378	264	509	425	290	208	267	415	318	228	341
Dystrybucja energii [GWh]	5 623	5 396	5 446	5 603	5 856	5 584	5 487	5 615	5 915	5 640	5 542	5 671
Sprzedaż energii detaliczna [GWh]	5 093	5 047	5 092	5 382	5 224	4 754	4 752	5 027	5 224	4 754	4 752	5 027

Źródło: Dom Maklerski BDM S.A., spółka

Opis założeń znajduje się na stronie 6 raportu.

#### Główne założenia w modelu na 2019-2028P

	2016	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
<b>Dystrybucja</b>													
dystrybucja e.e. [TWh]	21,73	22,07	22,54	22,77	23,00	23,23	23,46	23,69	23,93	24,17	24,41	24,65	24,90
WRA [mln PLN]	11 541	11 678	12 231	12 839	13 314	13 710	14 085	14 419	14 717	14 981	15 217	15 427	15 614
WACC [%]	5,68%	5,63%	6,01%	6,01%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%
wskaźnik jakościowy URE	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<b>Sprzedaż</b>													
sprzedaż e.e. ogółem [TWh]	24,60	23,82	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77
sprzedaż e.e. detal [TWh]	19,63	20,61	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76	19,76
<b>Wytwarzanie</b>													
moc zainstalowana [MW]	1 340	1 340	1 350	1 350	1 380	1 380	1 380	1 380	1 380	1 380	1 380	1 380	1 380
w tym OZE [MW]	505	513	513	513	543	543	543	543	543	543	543	543	543
wiatr	211	211	211	211	241	241	241	241	241	241	241	241	241
woda (przepływowe)	208	208	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
biomasa	80	87,21	87,04	87,04	87,04	87,04	97,04	97,04	97,04	97,04	97,04	97,04	97,04
fotowoltaika	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
wytwarzanie brutto [GWh]	3 945	4 281	3 895	4 086	4 160	4 138	4 266	4 266	4 266	4 266	4 266	4 266	4 266
r/r	-4,6%	8,5%	-9,0%	4,9%	1,8%	-0,5%	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w tym OZE [GWh]	1 218	1 548	1 190	1 301	1 375	1 373	1 373	1 373	1 373	1 373	1 373	1 373	1 373
r/r	-30%	27%	-23%	9%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
wytwarzanie ciepła [TJ]	4 109	4 140	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927	3 927
<b>cena sprzedaży e.e. Wytwarzanie [PLN/MWh]</b>	162,6	158,5	210,7	237,9	262,4	264,8	260,8	256,8	256,8	256,8	256,8	256,8	256,8
r/r	2,9%	-2,5%	33,0%	12,9%	10,3%	0,9%	-1,5%	-1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>cena sprzedaży ciepła [PLN/GJ]</b>	54,5	53,3	57,5	59,0	63,0	63,0	57,5	59,0	63,0	63,0	57,5	59,0	63,0
<b>cena zielonych certyfikatów TGE [PLN/MWh]</b>	73,9	37,1	101,4	90,6	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<b>cena węgla PSCMI1 [PLN/t]</b>	193,8	205,1	239,0	249,9	249,9	240,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
r/r	-10,9%	5,8%	16,5%	4,6%	0,0%	-4,0%	-4,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<b>PSCMI1 [PLN/GJ]</b>	8,8	9,3	10,9	11,4	11,4	10,9	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
<b>ARA [PLN/GJ]</b>	8,6	11,7	13,5	11,4	11,3	10,9	10,5	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
<b>cena praw do emisji CO2 [EUR/t]</b>	5,4	5,8	15,9	20,6	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
<b>CO2 [PLN/t]</b>	23,4	24,8	67,8	89,1	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0
<b>Przychody netto [mln PLN]</b>	10 181	10 534	10 337	11 948	12 719	12 904	12 960	12 990	13 129	13 271	13 419	13 570	13 726
Dystrybucja	4 143	4 350	4 028	4 150	4 275	4 404	4 537	4 674	4 815	4 961	5 110	5 265	5 424
Sprzedaż	5 626	5 316	5 529	7 044	7 610	7 667	7 572	7 477	7 477	7 477	7 477	7 477	7 477
Wytwarzanie	1 140	1 148	1 256	1 403	1 535	1 540	1 557	1 540	1 540	1 540	1 540	1 540	1 540
Pozostałe/wyłączenia	-728	-280	-476	-649	-700	-706	-706	-701	-703	-706	-708	-711	-714
<b>EBITDA [mln PLN]</b>	2 027	2 160	1 877	2 248	2 298	2 376	2 445	2 536	2 519	2 576	2 509	2 554	2 593
Dystrybucja	1 720	1 727	1 704	1 656	1 732	1 656	1 731	1 830	1 897	1 956	2 009	2 056	2 098
Sprzedaż	40	85	-85	264	153	151	149	146	144	142	140	138	135
Wytwarzanie	315	398	329	379	468	626	622	616	535	535	417	417	417
Pozostałe/wyłączenia	-48	-50	-71	-52	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-57	-57	-57
<b>EBITDA adj. [mln PLN]</b>	1 990	2 025	2 058	2 112	2 298	2 376	2 445	2 536	2 519	2 576	2 509	2 554	2 593
Dystrybucja	1 686	1 726	1 704	1 656	1 732	1 656	1 731	1 830	1 897	1 956	2 009	2 056	2 098
Sprzedaż	62	25	77	128	153	151	149	146	144	142	140	138	135
Wytwarzanie	315	398	329	379	468	626	622	616	535	535	417	417	417
Pozostałe/wyłączenia	-73	-124	-52	-52	-56	-56	-56	-56	-56	-56	-57	-57	-57
<b>Marża EBITDA adj.</b>	19,5%	19,2%	19,9%	17,7%	18,1%	18,4%	18,9%	19,5%	19,2%	19,4%	18,7%	18,8%	18,9%
Dystrybucja	40,7%	39,7%	42,3%	39,9%	40,5%	37,6%	38,1%	39,2%	39,4%	39,4%	39,3%	39,1%	38,7%
Sprzedaż	1,1%	0,5%	1,4%	1,8%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	1,8%	1,8%
Wytwarzanie	27,6%	34,7%	26,2%	27,0%	30,5%	40,6%	40,0%	40,0%	34,7%	34,7%	27,1%	27,1%	27,1%

Źródło: BDM, spółka, szacunki własne

## DANE I WSKAŹNIKI FINANSOWE

Bilans [mln PLN]	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Aktywa trwałe	14 930	16 182	16 991	17 537	17 972	18 363	18 716	19 034	19 320	19 516	19 691	19 846
WNIP	353	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322	322
RAT	13 371	14 335	15 144	15 690	16 125	16 516	16 869	17 187	17 473	17 669	17 844	17 999
pozostałe	1 206	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525	1 525
Aktywa obrotowe	6 126	5 417	5 580	3 732	3 864	3 941	4 114	4 312	4 575	4 878	5 233	3 957
zapasy	352	687	788	832	844	848	850	859	868	878	888	898
należności/aktywa z tyt. umów	1 874	1 796	2 007	2 099	2 124	2 132	2 136	2 155	2 174	2 194	2 215	2 236
środki pieniężne i ekwiwalenty	3 641	2 724	2 575	591	686	752	918	1 088	1 322	1 596	1 920	612
pozostałe	259	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Aktywa razem	21 056	21 599	22 571	21 269	21 837	22 305	22 830	23 345	23 895	24 395	24 924	23 803
Kapitał własny	9 465	10 356	11 113	11 905	12 684	13 500	14 377	15 230	16 122	16 956	17 827	18 812
udziały mniejszości	56	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
Zobowiązania długoterminowe	8 968	8 438	8 515	6 378	6 278	5 928	5 578	5 228	4 878	4 528	4 178	2 659
kredyty, pożyczki, leasing	2 801	2 445	2 445	2 445	2 345	1 995	1 645	1 295	945	595	245	61
obligacje	4 520	4 484	4 561	2 424	2 424	2 424	2 424	2 424	2 424	2 424	2 424	1 089
rezerwy długoterminowe	550	642	642	642	642	642	642	642	642	642	642	642
rezerwy z tyt. podatku odroczonego	596	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593	593
RMK i dotacje rządowe	501	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
Zobowiązania krótkoterminowe	2 623	2 805	2 943	2 986	2 875	2 877	2 875	2 888	2 895	2 911	2 919	2 331
kredyty, pożyczki, leasing	636	489	489	489	489	489	489	489	489	489	489	0
obligacje	109	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	0
zobowiązania wobec dostawców/z tyt. umów	792	746	885	925	824	826	824	836	842	857	865	873
rezerwy krótkoterminowe	571	942	942	942	942	942	942	942	942	942	942	942
rezerwy z tyt. podatku odroczonego	11	65	64	67	57	57	57	58	59	60	60	61
RMK i dotacje rządowe	182	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187	187
pozostałe zobowiązania	322	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268	268

Rachunek zysków i strat [mln PLN]	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Przychody netto ze sprzedaży	10 534	10 337	11 948	12 719	12 904	12 960	12 990	13 129	13 271	13 419	13 570	13 726
koszty produktów, tow. i materiałów	8 615	8 284	11 552	12 388	10 813	10 839	10 815	10 995	11 103	11 333	11 451	11 577
Zysk (strata) brutto ze sprzedaży	1 919	2 053	396	331	2 092	2 121	2 175	2 133	2 169	2 085	2 119	2 149
koszty SG&A	667	709	821	874	887	891	893	902	912	922	932	943
saldo PDO	-42	-168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EBITDA	2 160	1 877	2 248	2 298	2 376	2 445	2 536	2 519	2 576	2 509	2 554	2 593
EBITDA adj.	2 025	2 058	2 112	2 298	2 376	2 445	2 536	2 519	2 576	2 509	2 554	2 593
EBIT	1 210	1 176	1 217	1 205	1 205	1 230	1 283	1 231	1 257	1 163	1 186	1 206
saldo działalności finansowej	-232	-313	-358	-304	-320	-299	-277	-255	-233	-210	-187	-66
udział w wyniku jednostek wycenianych MPW	24	90	77	77	77	77	77	77	77	77	77	77
Zysk (strata) brutto	1 002	953	935	978	961	1 008	1 082	1 053	1 101	1 030	1 075	1 217
Zysk (strata) netto	773	739	757	792	779	817	877	853	892	834	871	985

CF [mln PLN]	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Przepływy z działalności operacyjnej	2 182	1 859	1 895	2 020	2 045	2 244	2 323	2 304	2 346	2 300	2 327	2 339
Przepływy z działalności inwestycyjnej	-1 455	-1 770	-1 764	-1 562	-1 529	-1 529	-1 529	-1 529	-1 529	-1 465	-1 465	-1 465
CAPEX	-1 280	-1 638	-1 841	-1 638	-1 606	-1 606	-1 606	-1 606	-1 606	-1 542	-1 542	-1 542
Przepływy z działalności finansowej	1 452	-1 006	-283	-2 442	-420	-649	-627	-605	-583	-560	-537	-2 182
Przepływy pieniężne netto	2 179	-917	-151	-1 984	95	66	167	170	234	274	324	-1 308
Środki pieniężne na początek okresu	1 464	3 643	2 726	2 575	591	686	752	918	1 088	1 322	1 596	1 920
Środki pieniężne na koniec okresu	3 643	2 726	2 575	591	686	752	918	1 088	1 322	1 596	1 920	612

Źródło: BDM S.A.

### Wybrane dane finansowe i wskaźniki rynkowe

Dane finansowe	2017	2018	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Przychody zmiana r/r	3%	-2%	16%	6%	1%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%
EBITDA zmiana r/r	7%	-13%	20%	2%	3%	3%	4%	-1%	2%	-3%	2%	2%
EBIT zmiana r/r	149%	-3%	3%	-1%	0%	2%	4%	-4%	2%	-7%	2%	2%
Zysk netto zmiana r/r	415%	-4%	2%	5%	-2%	5%	7%	-3%	5%	-6%	4%	13%
Marża brutto na sprzedaży	18%	20%	3%	3%	16%	16%	17%	16%	16%	16%	16%	16%
Marża EBITDA	21%	18%	19%	18%	18%	19%	20%	19%	19%	19%	19%	19%
Marża EBIT	11%	11%	10%	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	9%	9%
Marża brutto	10%	9%	8%	8%	7%	8%	8%	8%	8%	8%	8%	9%
Marża netto	7%	7%	6%	6%	6%	6%	7%	6%	7%	6%	6%	7%
COGS / przychody	82%	77%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%	71%
SG&A / przychody	6%	12%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%	14%
SG&A / COGS	8%	16%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
ROE	8%	13%	14%	13%	11%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
ROA	4%	6%	7%	7%	6%	7%	7%	7%	7%	7%	8%	8%
Dług	8 066	7 526	7 603	5 466	5 366	5 016	4 666	4 316	3 966	3 616	3 266	1 150
D / (D+E)	-	35%	34%	26%	25%	22%	20%	18%	17%	15%	13%	5%
D / E	62%	53%	51%	35%	33%	29%	26%	23%	20%	17%	15%	5%
Odsetki / EBIT	17%	27%	29%	25%	27%	24%	22%	21%	19%	18%	16%	5%
Dług / kapitał własny	85%	73%	68%	46%	42%	37%	32%	28%	25%	21%	18%	6%
Dług netto	4 425	4 802	5 029	4 875	4 680	4 264	3 748	3 228	2 644	2 020	1 346	538
Dług netto / kapitał własny	47%	46%	45%	41%	37%	32%	26%	21%	16%	12%	8%	3%
Dług netto / EBITDA	2,05	2,56	2,24	2,12	1,97	1,74	1,48	1,28	1,03	0,80	0,53	0,21
Dług netto / EBIT	3,66	4,08	4,13	4,04	3,88	3,47	2,92	2,62	2,10	1,74	1,13	0,45
EV	8 255	8 632	8 859	8 705	8 510	8 094	7 578	7 058	6 474	5 850	5 176	4 368
Dług / EV	98%	87%	86%	63%	63%	62%	62%	61%	61%	62%	63%	26%
CAPEX / Przychody	12%	16%	15%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	11%	11%	11%
CAPEX / Amortyzacja	132%	169%	178%	150%	137%	132%	128%	125%	122%	115%	113%	111%
Amortyzacja / Przychody	9%	9%	9%	9%	9%	9%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Zmiana KO / Przychody	3%	0%	-1%	-1%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>Wskaźniki rynkowe</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019P</b>	<b>2020P</b>	<b>2021P</b>	<b>2022P</b>	<b>2023P</b>	<b>2024P</b>	<b>2025P</b>	<b>2026P</b>	<b>2027P</b>	<b>2028P</b>
MC/S*	0,36	0,37	0,32	0,30	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28
P/E*	4,92	5,14	5,02	4,80	4,88	4,65	4,34	4,46	4,26	4,56	4,36	3,86
P/BV*	0,40	0,37	0,34	0,32	0,30	0,28	0,27	0,25	0,24	0,22	0,21	0,20
EV/EBITDA*	3,81	4,58	3,93	3,78	3,57	3,30	2,98	2,79	2,50	2,32	2,02	1,67
EV/EBIT*	6,80	7,32	7,26	7,20	7,04	6,56	5,89	5,71	5,13	5,00	4,34	3,60
EV/S*	0,78	0,83	0,74	0,68	0,66	0,62	0,58	0,54	0,49	0,43	0,38	0,32
BVPS	22,72	24,86	26,69	28,60	30,48	32,46	34,57	36,63	38,79	40,80	42,91	45,29
EPS	1,87	1,78	1,83	1,91	1,88	1,97	2,12	2,06	2,15	2,01	2,10	2,38
CEPS	4,22	4,12	4,32	4,55	4,71	4,91	5,14	5,17	5,34	5,26	5,41	5,73
FCFPS	-	0,85	-0,29	0,79	0,95	1,44	1,64	1,60	1,72	1,77	1,85	1,93
DPS w okresie	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Payout ratio	52,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
DY*	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Źródło: BDM S.A. \* obliczenia przy cenie 9,18 PLN



## WYDZIAŁ ANALIZ I INFORMACJI:

**Krzysztof Pado**

Dyrektor Wydziału  
Doradca Inwestycyjny  
tel. (032) 20-81-432  
e-mail: krzysztof.pado@bdm.pl  
strategia, materiały budowlane, budownictwo, paliwa

**Krzysztof Brymora**

Analitik rynku akcji  
tel. (032) 20-81-435  
e-mail: krystian.brymora@bdm.pl  
chemia, przemysł drzewny, energetyka

**Adrian Górniak**

Analitik rynku akcji  
tel. (032) 20-81-438  
e-mail: adrian.gorniak@bdm.pl  
deweloperzy, handel

**Krzysztof Tkocz**

Młodszy analitik rynku akcji  
e-mail: krzysztof.tkocz@bdm.pl

## WYDZIAŁ OBSŁUGI KLIENTÓW INSTYTUCJONALNYCH:

**Leszek Mackiewicz**

Dyrektor Wydziału  
tel. (022) 62-20-848  
e-mail: leszek.mackiewicz@bdm.pl

**Bartosz Zieliński**

tel. (022) 62-20-854  
e-mail: bartosz.zielinski@bdm.pl

**Maciej Bąk**

tel. (022) 62-20-855  
e-mail: maciej.bak@bdm.pl

## Historia rekomendacji na temat spółki:

zalecenie	cena docelowa	poprzednia rekomendacja	poprzednia cena docelowa	data	godzina publikacji	kurs	WIG
Redukuj	8,4	-	-	18.03.2019	8:20 CEST	9,18	60 707

**Objaśnienia używanej terminologii:**

EBIT – wynik na działalności operacyjnej  
 EBITDA – wynik na działalności operacyjnej powiększony o amortyzację  
 Dług netto – zadłużenie oprocentowane pomniejszone o środki pieniężne i ich ekwiwalenty  
 WACC – średni ważony koszt kapitału  
 CAGR – średnioroczny wzrost  
 EPS – zysk netto na 1 akcję  
 DPS – dywidenda na 1 akcję  
 CEPS – suma zysku netto i amortyzacji na 1 akcję  
 EV – suma kapitalizacji rynkowej i długu netto  
 EV/S – stosunek EV do przychodów ze sprzedaży  
 EV/EBITDA – stosunek EV do wyniku operacyjnego powiększonego o amortyzację  
 P/EBIT – stosunek kapitalizacji rynkowej do wyniku na działalności operacyjnej  
 MC/S – stosunek kapitalizacji rynkowej do przychodów ze sprzedaży  
 P/E – stosunek kapitalizacji rynkowej do zysku netto  
 P/BV – stosunek kapitalizacji rynkowej do wartości księgowej  
 P/CE – wskaźnik ceny akcji do zysku netto na 1 akcję powiększony o amortyzację na 1 akcję  
 ROE – stosunek zysku netto do kapitałów własnych  
 ROA – stosunek zysku netto do aktywów  
 marża brutto na sprzedaży - relacja zysku brutto na sprzedaży do przychodów  
 marża EBITDA - relacja zysku operacyjnego i amortyzacji do przychodów ze sprzedaży  
 marża EBIT - relacja zysku operacyjnego do przychodów ze sprzedaży  
 rentowność netto - relacja zysku netto do przychodów ze sprzedaży

**System rekomendacji:**

Kupuj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która znacznie przekracza bieżącą cenę rynkową (przynajmniej +15%);  
 Akumuluj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która przekracza bieżącą cenę rynkową (w przedziale +5 do +14,99%);  
 Trzymaj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie będzie się wahać wokół jego ceny docelowej, która jest zbliżona do bieżącej ceny rynkowej (w przedziale od -4,99% do +4,99%);  
 Redukuj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która jest niższa od ceny rynkowej (zasieg spadku od 5% do 14,99%);  
 Sprzedaj – uważamy, że papier wartościowy w rekomendowanym okresie osiągnie cenę docelową, która jest znacznie niższa od ceny rynkowej (sugerowana erozja wartości przekracza 15%).  
 Cena docelowa – teoretyczna cena jaka według nas powinien osiągnąć papier wartościowy w rekomendowanym okresie; cena ta jest wypadkową wartości spółki (np. na podstawie wycen DCF, porównawczych i innych), koniunktury na rynku i branży oraz innych czynników subiektywnie uwzględnionych przez analityka.  
 Rekomendacje wydawane przez BDM obowiązują przez okres 12 miesięcy od daty wydania lub do momentu zrealizowania kursu docelowego, chyba że w tym okresie zostaną zaktualizowane.

**Silne i słabe strony metod wyceny zastosowanych w raporcie:**

DCF – najpopularniejsza i najbardziej efektywna spośród metod wyceny – opiera się na dyskontowaniu przyszłych przepływów pieniężnych generowanych przez spółkę. Wadą jest duża wrażliwość na zmiany podstawowych parametrów finansowych prognozowanych w modelu (stóp procentowych, kursów walut, zysków, wartości rezydualnej).  
 DDM – opiera się na dyskontowaniu przyszłych przepływów z tytułu dywidend. Zaletą wyceny jest uwzględnienie przyszłych wyników finansowych oraz przepływów z tytułu dywidend. Wadą wyceny jest duża wrażliwość na zmiany podstawowych parametrów finansowych prognozowanych w modelu (koszt kapitału, zysków, wartości rezydualnej) oraz ryzyko zmiany polityki wypłaty dywidendy (zmiana wysokości dywidendy lub zaprzestanie wypłaty dywidendy).  
 Porównawcza – bazuje na bieżących i prognozowanych mnożnikach rynkowych spółek z branży lub branż pokrewnych, przez co lepiej od DCF ukazuje aktualną sytuację na rynku. Podstawowymi wadami są trudność w doborze odpowiednich spółek do porównań, ryzyko nieefektywnej wyceny spółek porównywanych w danym momencie, a także duża zmienność (wraz z wahaniami cen).

Struktura ogółem opublikowanych rekomendacji BDM w 1Q'19*:			, w tym rekomendacji na temat podmiotów, z którymi BDM ma/miał w okresie 12 miesięcy podpisaną umowę o świadczenie usług w zakresie bankowości inwestycyjnej:	
	liczba	%	liczba	%
Kupuj	3	25%	0	0%
Akumuluj	1	8%	0	0%
Trzymaj	2	17%	0	0%
Redukuj	6	50%	0	0%
Sprzedaj	0	0%	0	0%

\* - szczegółowy wykaz wszystkich opublikowanych przez BDM raportów analitycznych (rekomendacji) w okresie ostatnich 12 miesięcy znajduje się w cyklicznym opracowaniu „Raport miesięczny” lub na stronie [www.bdm.pl](http://www.bdm.pl).

#### Nota prawna:

Niniejszy raport został opracowany w zgodzie z przepisami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 596/2014 (w sprawie nadużyć na rynku) oraz Rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2016/958.

Raport został sporządzony i udostępniony do dystrybucji przez BDM.

Dokument jest przeznaczony dla klientów profesjonalnych i instytucjonalnych BDM, jak również innych kwalifikowanych klientów BDM upoważnionych do otrzymywania rekomendacji ogólnych w oparciu o zawarte umowy o świadczenie usług maklerskich. Niniejszy raport, przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji, może dotrzeć również do innych podmiotów na podstawie decyzji Dyrektora Wydziału Analiz. Fakt otrzymania niniejszego raportu nie oznacza, że jego odbiorcy będą traktowani jako klienci BDM. Opracowanie nie może być publikowane bądź powielane bez uprzedniej pisemnej zgody BDM, w szczególności nie może zostać przekazane lub wydane osobom w USA, Australii, Kanadzie, Japonii lub innych krajach, w których jego rozpowszechnianie może wiązać się z ograniczeniami lub restrykcjami.

Osoby, które otrzymują niniejszy raport, a które w szczególności nie są klientami profesjonalnymi lub inwestorami kwalifikowanymi, przed podjęciem jakiegokolwiek decyzji inwestycyjnej na podstawie niniejszej analizy powinny zasięgnąć opinii niezależnego doradcy finansowego, aby uzyskać potrzebne i niezbędne wyjaśnienia dotyczące zawartości niniejszego opracowania.

Przy sporządzeniu niniejszego raportu analitycznego BDM nie uwzględniał indywidualnych potrzeb i sytuacji żadnego klienta. BDM nie jest zobowiązany do zapewnienia, czy instrument lub instrumenty finansowe, których dotyczy raport są odpowiednie dla danego inwestora.

Opinie analityka oraz wszelkie rekomendacje zawarte w raporcie nie stanowią porady inwestycyjnej, prawnej, księgowej czy podatkowej lub oświadczenia, że jakkolwiek strategia inwestycyjna jest adekwatna lub odpowiednia z względu na indywidualne okoliczności dotyczące klienta, jak również nie stanowią osobistej rekomendacji.

Opracowanie ma charakter informacyjny i nie stanowi reklamy ani nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych.

Inwestor powinien mieć świadomość, że każda decyzja inwestycyjna na rynku kapitałowym jest obciążona szeregiem ryzyk, które mogą finalnie skutkować poniesieniem przez niego straty finansowej. Stopa zwrotu z poszczególnych inwestycji może ulegać wahaniom w zależności od różnych czynników, na które inwestor nie będzie miał wpływu. Dlatego, klient podejmujący pojedynczą decyzję inwestycyjną powinien nie tylko sprawdzić aktualność i poprawność poszczególnych założeń dokonanych przez analityka w raporcie ale i dokonać niezależnej oceny i przeprowadzić własne analizy (bazujące także na innych scenariuszach niż przedstawione przez analityka) uwzględniając poziom akceptowalnego przez siebie ryzyka. Decydując się na aktywność na rynku kapitałowym, inwestor powinien uwzględnić, że struktura portfelową inwestycji (dywersyfikacja inwestycji poprzez posiadanie więcej niż jednego instrumentu finansowego) może redukować ryzyko ekspozycji na poszczególny instrument przynoszący negatywną stopę zwrotu w danym okresie. Jednocześnie jednak, może to prowadzić do ograniczenia dodatknej stopy zwrotu jaką inwestor mógłby osiągnąć na pojedynczym instrumentie finansowym w danym okresie czasowym. Inwestor powinien być świadomy, że struktura portfelową inwestycji i jakkolwiek strategia inwestycyjna dla rynku akcji nie gwarantuje osiągnięcia przez niego dodatknej stopy zwrotu i nie chroni go przed finalnym poniesieniem straty.

Niniejszy raport został po raz pierwszy udostępniony klientom BDM dnia 18.03.2019 roku (08:20 CEST), a przy wykorzystaniu medialnych kanałów dystrybucji może dotrzeć również do innych podmiotów od dnia 21.03.2019 roku. Data sporządzenia raportu jest datą jego udostępnienia klientom BDM. Przed momentem udostępnienia rekomendacji informacje w niej zawarte podlegały utajnieniu.

Ceny instrumentów finansowych wymienionych w dokumencie pochodzą z bieżących odczytów serwisu Bloomberg. Dane wskazujące ceny instrumentów finansowych użyte w raporcie mogły zostać wyczytane do 24 godzin przed momentem zakończenia prac nad raportem.

Szczegółowy wykaz wszystkich opublikowanych przez BDM raportów analitycznych (rekomendacji) w okresie ostatnich 12 miesięcy znajduje się w cyklicznym opracowaniu „Raport miesięczny”.

W opinii BDM, niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które BDM uważa za wiarygodne. Źródła informacji wykorzystane w rekomendacji to wszelkie dane na temat przedmiotowych instrumentów finansowych dostępne analitykowi, w tym m.in. raporty okresowe i bieżące spółki, raporty okresowe i bieżące podmiotów wykorzystanych do wyceny porównawczej, raporty branżowe, informacje prasowe, inne. BDM nie gwarantuje jednak dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku gdy informacje, na których oparto rekomendacje okazały się niedokładne, niewyczerpujące lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny. Przedstawione prognozy są oparte wyłącznie o analizę przeprowadzoną przez BDM bez uzgodnień ze spółkami ani z innymi podmiotami i opierają się na szeregu założeń, które w przyszłości mogą okazać się niekorzystne. BDM nie udziela żadnego zapewnienia, że podane prognozy się sprawdzą.

Rekomendacje wydawane przez BDM obowiązują przez okres 12 miesięcy od daty wydania lub do momentu zrealizowania kursu docelowego, chyba że w tym okresie zostaną zaktualizowane.

Wszelkie opinie, prognozy i szacunki sformułowane w raporcie stanowią jedynie wyraz oceny analityka wyrażonej na dzień sporządzenia i mogą one być w każdej chwili, bez uprzedzenia zmienione. BDM nie gwarantuje, że opinie i założenia dokonane przez analityka/analityków zawarte w niniejszym raporcie są zbieżne z innymi opracowaniami analitycznymi przygotowanymi przez BDM. BDM dokonuje aktualizacji wydawanych rekomendacji w zależności od sytuacji rynkowej oraz oceny analityka i częstotliwość takich aktualizacji nie jest określona.

W opinii BDM niniejszy dokument został sporządzony z zachowaniem należytej staranności i rzetelności. BDM nie ponosi jednak odpowiedzialności za szkody poniesione w wyniku decyzji podjętych na podstawie informacji zawartych w niniejszym raporcie.

Raport nie został przekazany do emitenta przed jego publikacją.

Analityk (analitycy) sporządzający niniejszy dokument otrzymuje wynagrodzenie stałe a Zarząd BDM ma prawo przyznać mu wynagrodzenie dodatkowe. Dodatkowe wynagrodzenie może być pośrednio uzależnione od wyników pozostałych usług oferowanych przez BDM, w tym usługi bankowości inwestycyjnej, jednak nie jest ono bezpośrednio uzależnione od wyników finansowych pochodzących ze świadczenia innych usług, w tym bankowości inwestycyjnej, które były lub mogły być uzyskiwane przez BDM.

BDM nie ma obowiązku podejmowania jakichkolwiek działań, które miałyby spowodować, że instrumenty finansowe, będące przedmiotem wyceny zawartej w niniejszym dokumencie będą wycenione przez rynek zgodnie z wyceną zawartą w niniejszym dokumencie.

Inwestor powinien zakładać, że pracownicy BDM lub pełnomocnicy oraz akcjonariusze, mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta, w szczególności dotyczy to sytuacji posiadania nie więcej niż 5% kapitału, i mogą dokonywać nimi transakcji również jako pełnomocnik. Każda z wyżej wymienionych osób mogła dokonać transakcji dotyczącej przedmiotowych instrumentów finansowych przed wydaniem niniejszej publikacji. Jednocześnie jednak przedmiotowe instrumenty z chwilą rozpoczęcia prac nad raportem są wpisywane na listę restrykcyjną dla pracowników Wydziału Analiz.

Nie zidentyfikowaliśmy istotnych konfliktów interesów między BDM i osobami z nim powiązanymi a emitentem instrumentów finansowych. W przypadku powstania konfliktu interesów BDM zarządza nim stosując zasady określone w „Polityce zarządzania konfliktami interesów w Domu Maklerskim BDM S.A.”. Zaznaczamy, że na dzień 18.03.2019 roku:

- BDM nie znajduje się w posiadaniu pozycji długiej lub krótkiej netto przekraczającej próg 0,5 % wyemitowanego kapitału podstawowego emitenta ogółem.
- Osoba która brała udział w sporządzaniu rekomendacji nie znajduje się w posiadaniu pozycji długiej lub krótkiej netto przekraczającej próg 0,5 % wyemitowanego kapitału podstawowego emitenta ogółem.
- Emitent nie posiada pakietu udziałów przekraczającego 5 % wyemitowanego kapitału podstawowego (akcyjnego) BDM.
- BDM nie jest animatorem rynku lub dostawcą płynności w odniesieniu do instrumentów finansowych emitenta.
- BDM w okresie ostatnich 12 miesięcy nie był gwarantem lub współgwarantem jakiegokolwiek publicznie ujawnionej oferty instrumentów finansowych emitenta.
- BDM nie jest stroną umowy z emitentem dotyczącej świadczenia usług firm inwestycyjnych określonych w sekcjach A i B załącznika I do dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE (dalej dyrektywa 2014/65/UE).
- BDM nie jest stroną umowy z emitentem dotyczącej sporządzania rekomendacji.
- Nie występuje inny istotny interes finansowy jaki w odniesieniu do emitenta instrumentów finansowych posiada BDM i podmioty z nim powiązane.
- Nie istnieją inne istotne powiązania występujące między BDM i podmiotami z nim powiązanymi a emitentem instrumentów finansowych.
- Osoba powiązana z BDM, która brała udział w sporządzaniu rekomendacji nie otrzymywała lub nie kupowała akcji emitenta, do którego, w sposób bezpośredni lub pośredni odnosi się rekomendacja, przed ofertą publiczną takich akcji.
- Osoba powiązana z BDM, która brała udział w sporządzaniu rekomendacji oświadcza, że przestrzega regulacji wewnętrznych oraz podlega rozwiązaniom organizacyjnym, technicznym oraz barierom informacyjnym ustanowionym przez BDM, w celu zapobiegania konfliktom interesów dotyczącym rekomendacji oraz ich unikania.
- Osoba powiązana z BDM, która brała udział w sporządzaniu rekomendacji nie była w jakiegokolwiek formie wynagradzana przez emitenta, do którego, w sposób bezpośredni lub pośredni, odnosi się rekomendacja oraz nie była bezpośrednio powiązana z ewentualnymi transakcjami dotyczącymi usług określonych w art. 69 ust. 2 i 4 ustawy z dnia 25 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi

Zgodnie z najlepszą wiedzą rekomendującego, na moment publikacji raportu, pomiędzy BDM a spółką będącą przedmiotem niniejszego raportu nie występują żadne inne powiązania, które byłyby znane sporządzającemu niniejszy raport. Inwestor powinien być jednak świadomy, że katalog ujawniania konfliktu interesu jest szeroki i w przyszłości mogą zaistnieć sytuacje powstania potencjalnego konfliktu interesów, które nie zostały zidentyfikowane i ujawnione na moment publikacji przedmiotowego opracowania. W szczególności inwestor powinien zakładać, że BDM może złożyć ofertę świadczenia usług spółce lub innym spółkom wymienionym w niniejszym raporcie.

Nadzór nad BDM sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.