

Wyniki finansowe Grupy Energa za I kwartał 2020 roku



@EnergaSA

#Energa1Q20

10 czerwca 2020 roku









Grupa Energa w I kw. 2020 roku

Wzrost EBITDA

Wyniki Grupy Energa

(I kw. 2020 vs. I kw. 2019)

EBITDA	 +3%
	 -20% ¹
Wynik netto	 -40%
Produkcja energii elektrycznej	 -22%  w tym OZE 0%
Dystrybucja energii elektrycznej	 -2%

Uwarunkowania rynkowe

(I kw. 2020 vs. I kw. 2019)

Ceny węgla kamiennego ²	 +1%
Ceny zielonych certyfikatów ²	 +25%
Ceny uprawnień do emisji ²	 +3%
Ceny energii SPOT ²	 -19%
Produkcja krajowa ee	 -5%
Krajowe zużycie ee	 -2%

¹ Dane skorygowane o zdarzenia jednorazowe

² Średnie ceny w okresie

Źródło: Polski Rynek Węgla, Towarowa Giełda Energii

Najważniejsze osiągnięcia biznesowe w I kw. 2020

Dalsze inwestycje i modernizacje

DYSTRYBUCJA	Poprawa wskaźników niezawodności	<ul style="list-style-type: none">● Wskaźniki niezawodności zasilania SAIDI i SAIFI na poziomie lepszym r/r.*● Nakłady inwestycyjne w wysokości 266 mln zł w I kw. 2020 roku, w tym głównie na:<ul style="list-style-type: none">• zakończenie modernizacji wraz z rozbudową stacji WN/SN Stawiszyn;• przyłączenie do sieci ok. 6,9 tys. mikroinstalacji OZE o mocy 46,8 MW (wzrost ilości o 265% i mocy o 283% r/r). W I kw. 2020 roku łączna liczba przyłączonych mikroinstalacji wyniosła 35 tys. szt., a ich moc 245 MW;• budowę 31 km powiązań sieci SN, przebudowę 75 km linii i przyłączy nN na izolowane, przebudowę linii napowietrznych SN na linie kablowe i przewody izolowane o długości 60 km.
OZE	Źródła wytwórcze przyjazne środowisku	<ul style="list-style-type: none">● Budowa magazynu energii elektrycznej, o docelowej mocy 6 MW i pojemności 27 MWh. Wykonano roboty ziemne, zakończono montaż hali i rozpoczęto montaż baterii.● Uzyskanie warunków zabudowy dla pływającej instalacji fotowoltaicznej w Łapinie.● Przeprowadzenie negocjacji z dostawcami biomasy, w wyniku których obniżona została cena biomasy o ok. 14%.● Obecnie trwają odbiory końcowe projektu inwestycyjnego budowy Farmy Wiatrowej Przykona o mocy 31 MWe. Rozpoczęto przygotowania do przyjęcia farmy wiatrowej do eksploatacji.● Zakończenie modernizacji układów gaszenia generatorów, transformatorów blokowych i transformatorów potrzeb własnych, zasilających obwody i urządzenia pomocnicze elektrowni ESP Żydowo.
SPRZEDAŻ	Nowoczesne rozwiązania dla klientów	<ul style="list-style-type: none">● Wzrost liczby PPE oraz wzrost tempa kontraktacji sprzedaży energii elektrycznej na lata przyszłe w porównaniu do roku ubiegłego.● Przygotowanie i wdrożenie oferty w zakresie sprzedaży PV dla Klientów Rynku Masowego.● Zawarcie 4,4 tys. umów przy wykorzystaniu kanału 100% online w I kw. 2020 roku. 76% wszystkich umów zostało zawartych z ofertą marżową.● 78% klientów, którzy zawarli umowę w kanale 100% online wybrało eFakturę.

*/ bez awarii masowych

Grupa Energa w I kw. 2020 roku

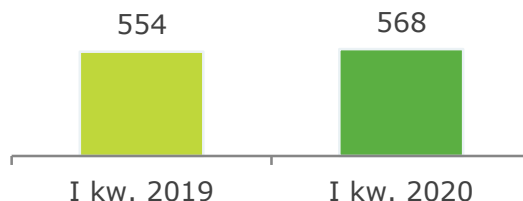
Podsumowanie wyników finansowych

- Przychody Grupy wyższe o 11% r/r w wyniku wzrostu przychodów Linii Biznesowej Sprzedaż. Jest to efekt wyższych cen sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, co było spowodowane brakiem ujęcia rekompensat w I kw. 2019 roku (efekt niskiej bazy), a także wzrostem jednostkowego kosztu zakupu energii elektrycznej i praw majątkowych w ujęciu r/r.
- Wzrost EBITDA o 3% r/r.
- Wyniki Grupy za I kw. 2020 roku uwzględniają wpływ COVID-19. Łączny wpływ na EBITDA Grupy oszacowano na poziomie ok. 27 mln zł.

Przychody (mln zł)



EBITDA (mln zł)



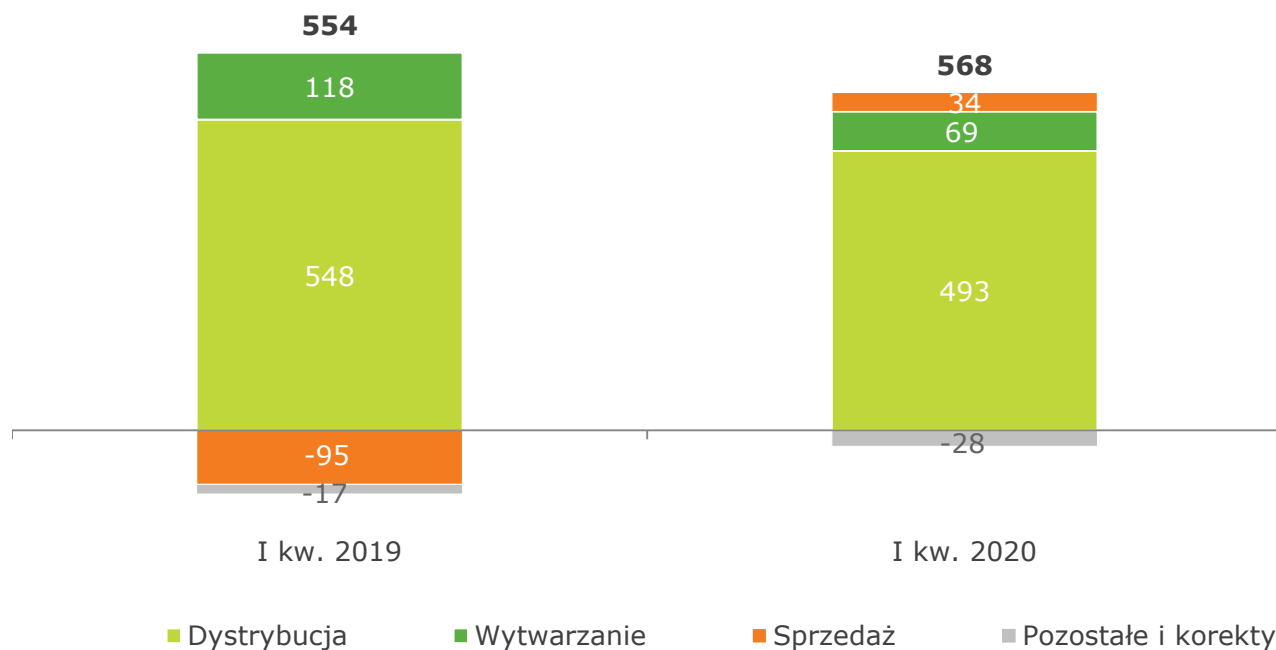
Wynik netto (mln zł)



Struktura EBITDA Grupy Energa

Wiodący udział Dystrybucji

EBITDA w podziale na Linie Biznesowe (mln zł)



Wyniki Linii Biznesowej Dystrybucja

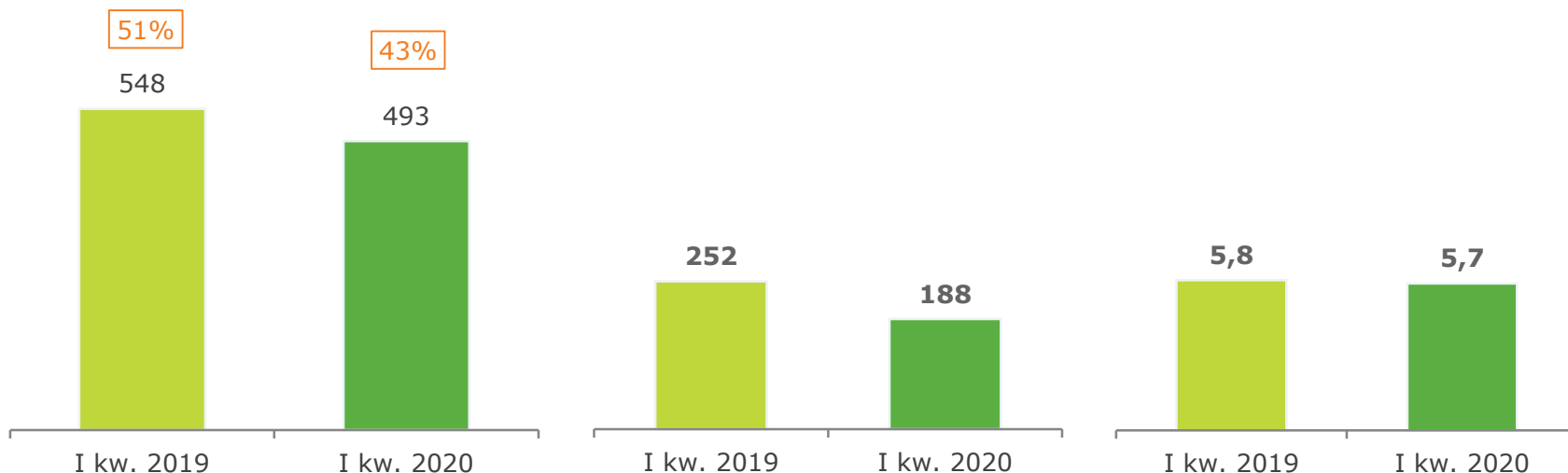
Nieznacznie niższy wolumen dystrybucji ee r/r

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

Dystrybucja ee (TWh)

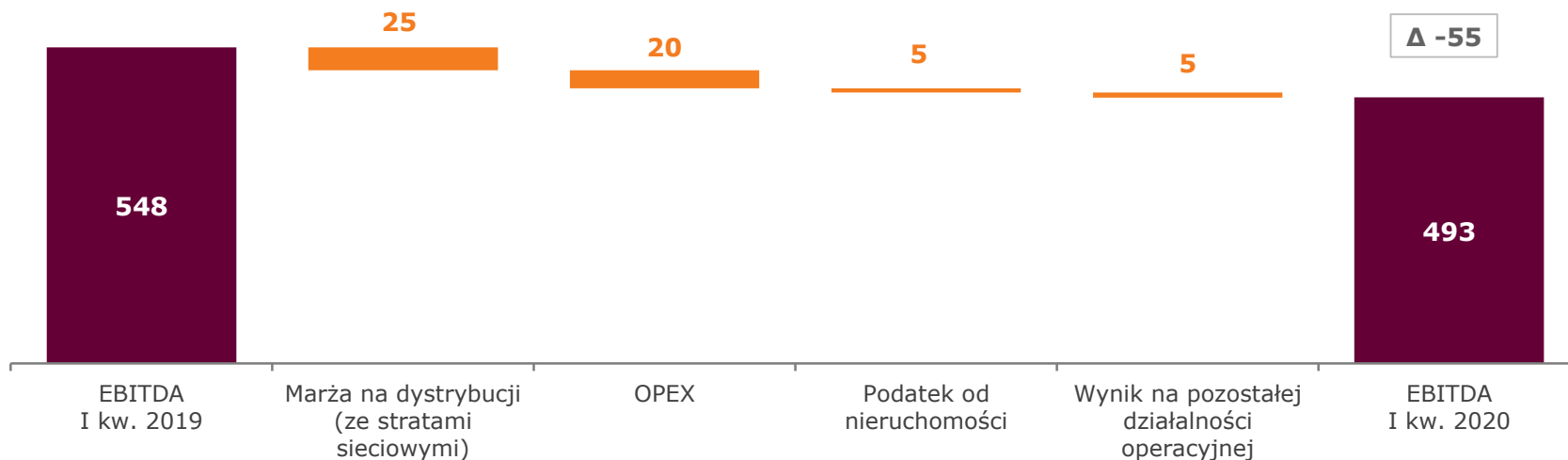
□ Marża EBITDA



EBITDA Linii Biznesowej Dystrybucja

Główny wpływ marży na dystrybucji i kosztów operacyjnych

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Dystrybucja za I kw. 2020 roku (mln zł)



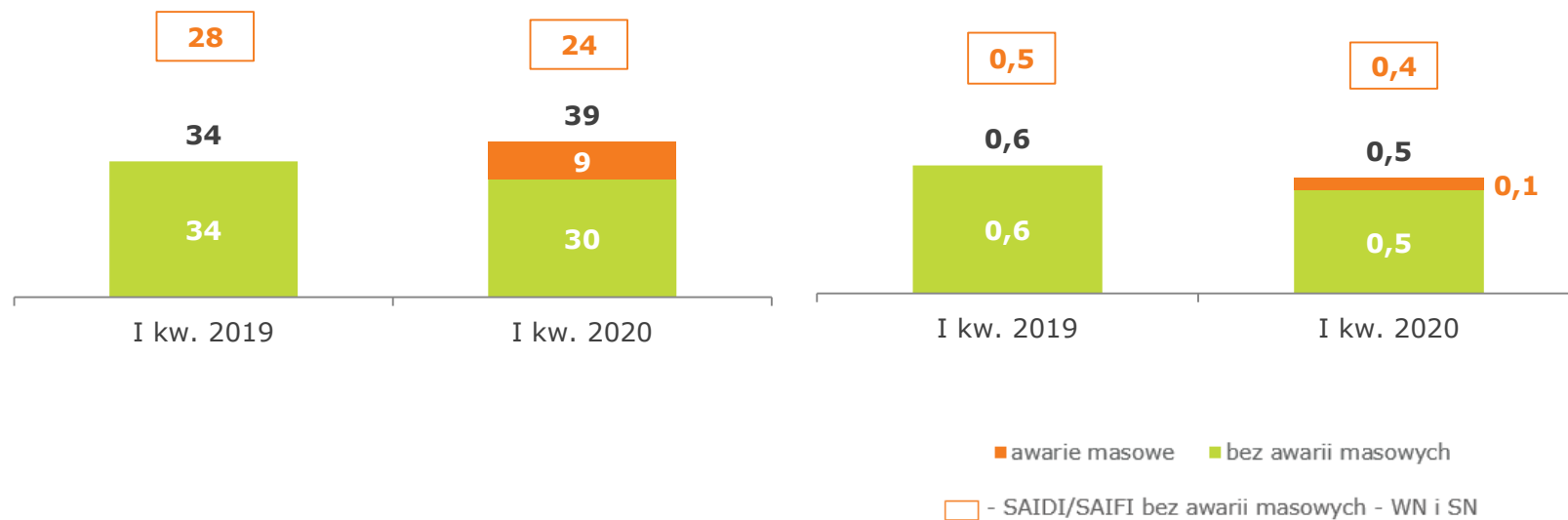
- Niższa marża na dystrybucji z uwagi na wzrost kosztów strat sieciowych. Był to przede wszystkim efekt niekorzystnej wyceny szacunku niezafakturowanego strat sieciowych.
- Wyższe koszty operacyjne. Wzrosły głównie koszty świadczeń pracowniczych oraz niektórych usług obcych (np. remonty i usługi inkasenckie), między innymi w związku ze wzrostem wynagrodzenia minimalnego.

Wskaźniki niezawodności

Poprawa SAIFI i SAIDI*

SAIDI (liczba min./odb.)

SAIFI (liczba zakłóceń/odb.)



* Bez awarii masowych. Uwzględniając awarie masowe, które były spowodowane niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi, wskaźnik SAIDI ukształtował się na poziomie nieznacznie wyższym niż w I kw. 2019 roku.

Wyniki Linii Biznesowej Sprzedaż

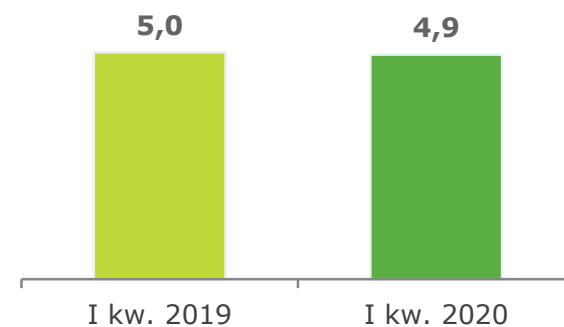
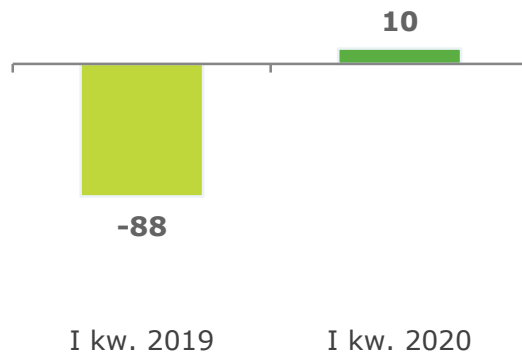
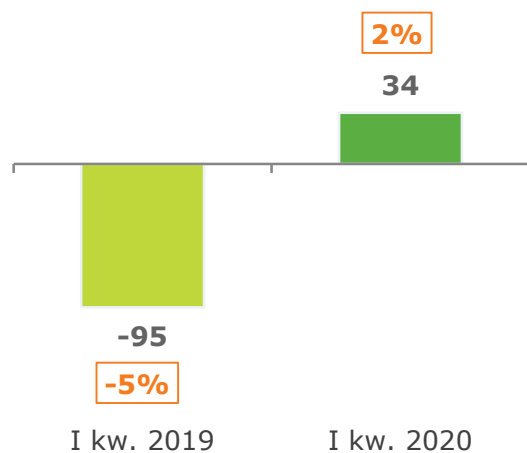
Nieznacznie niższy wolumen sprzedaży detalicznej ee r/r

EBITDA (mln zł)

Wynik netto (mln zł)

Sprzedaż detaliczna ee (TWh)

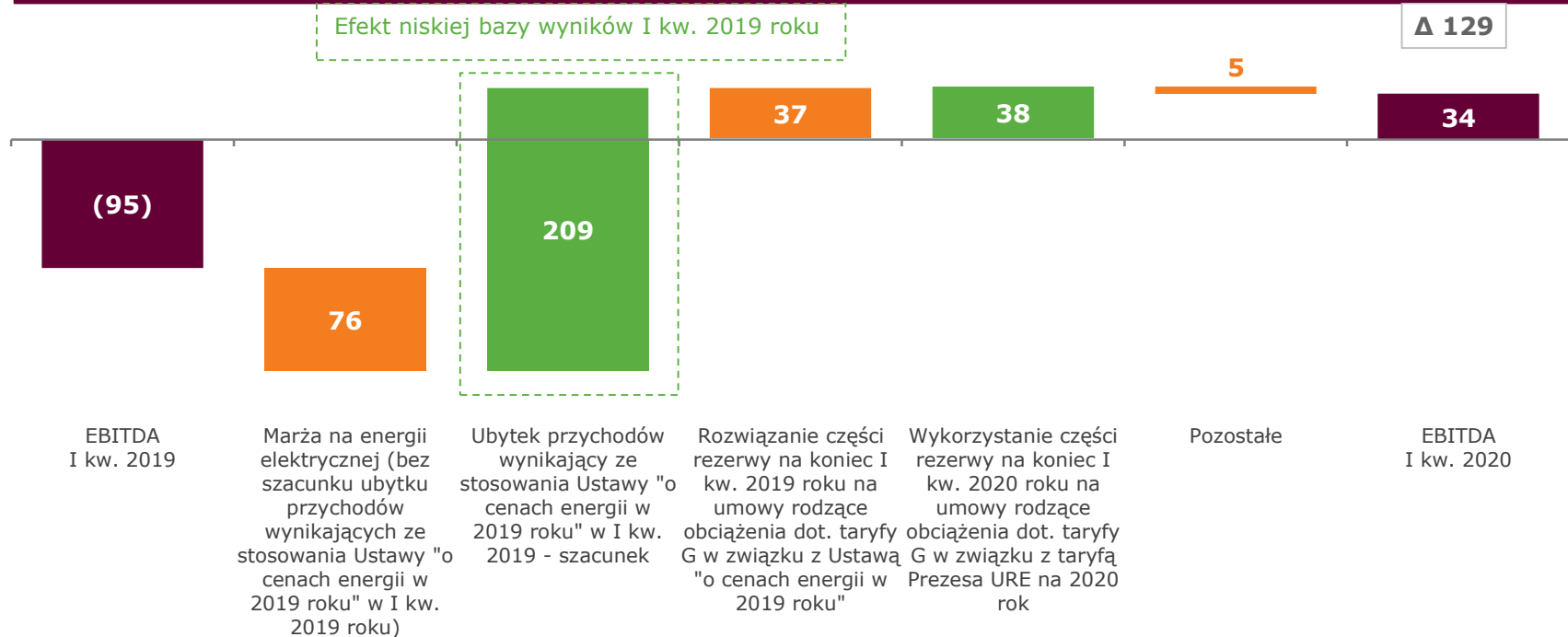
□ - Marża EBITDA



EBITDA Linii Biznesowej Sprzedaż

Efekt niskiej bazy poprzedniego roku

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Sprzedaż za I kw. 2020 roku (mln zł)



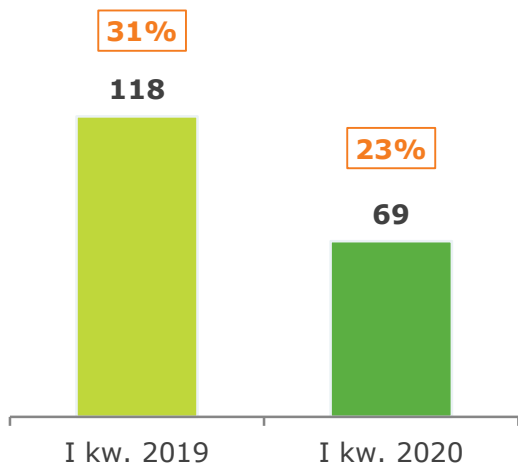
- Efekt niskiej bazy – wyniki I kw. 2019 roku uwzględniają ubytek przychodów wynikający ze stosowania Ustawy „o cenach energii w 2019 roku” (szacowana utrata przychodów na poziomie 209 mln zł).
- Realizacja zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla gospodarstw domowych na 2020 rok oraz brak kontraktu na sprzedaż energii elektrycznej do Energa Operator SA na pokrycie strat sieciowych – negatywny wpływ na poziom marży na energii elektrycznej.
- Zdarzenia jednorazowe dot. rezerw celowych:
 - Wykorzystanie części rezerwy na koniec I kw. 2020 roku na umowy rodzące obciążenia dot. taryfy G w związku z taryfą Prezesa URE na 2020 rok (pozytywny wpływ na zmianę EBITDA +38 mln zł).
 - Rozwiązanie części rezerwy na koniec I kw. 2019 roku na umowy rodzące obciążenia dot. taryfy G w związku z Ustawą „o cenach energii w 2019 roku” (negatywny wpływ na zmianę EBITDA -37 mln zł z uwagi na brak zdarzenia w bieżącym roku).

Wyniki Linii Biznesowej Wytwarzanie

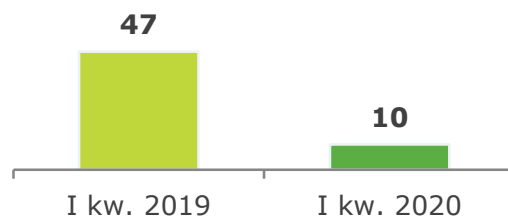
Stabilny poziom produkcji z OZE

EBITDA (mln zł)

□ - Marża EBITDA



Wynik netto (mln zł)

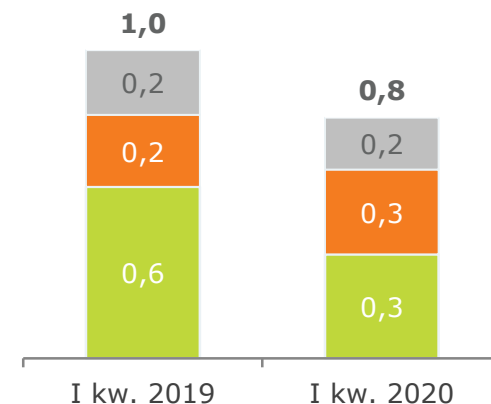


Produkcja ee brutto (TWh)

Produkcja ee brutto

■ OZE bez wsparcia

■ OZE ze wsparciem



EBITDA Linii Biznesowej Wytwarzanie

Obniżenie wolumenu sprzedaży ee ze źródeł konwencjonalnych

EBITDA Bridge Linii Biznesowej Wytwarzanie za I kw. 2020 roku (mln zł)



*uwzględnia trading energii elektrycznej netto (przychód minus koszt)

- Niższy wolumen produkcji energii w elektrowni w Ostrołęce oraz w źródłach wodnych.
- Niższe ceny sprzedaży energii ze źródeł Grupy.
- Uruchomienie produkcji ze współspalania w elektrowni w Ostrołęce oraz wyższe ceny sprzedaży praw majątkowych.
- Niższe przychody z Operacyjnej Rezerwy Mocy w elektrowni w Ostrołęce.
- Niższe koszty zużycia paliw ze względu na niższą produkcję w elektrowni w Ostrołęce oraz źródłach CHP. Jednocześnie, odnotowano wyższe koszty jednostkowe zużycia węgla oraz niższe koszty jednostkowe zużycia biomasy.
- Wyższe koszty stałe spowodowane m.in. wyższymi kosztami pracowniczymi.
- Niższe koszty zakupu uprawnień będące pochodną niższej produkcji.

Produkcja wg głównych typów źródeł

Wzrost udziału produkcji z OZE

EBITDA w podziale na obszary wytwarzania (mln zł)

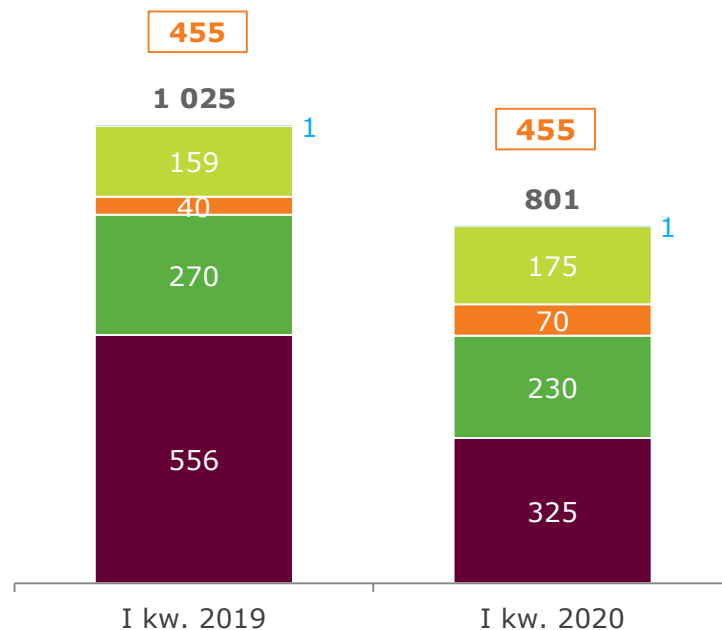
- Woda
- Wiatr
- Elektrownia w Ostrołęce
- CHP
- Pozostałe i korekty*



Produkcja brutto ee według paliw (GWh)

- Węgiel
- Woda
- Biomasa
- Wiatr
- PV

□ - w tym produkcja z OZE (bez elektrowni szczytowo-pompowej w Żydowie)



* w kategorii pozostałe i korekty ujęto spółkę świadcząca usługi na rzecz Linii Biznesowej Wytwarzanie, a także eliminacje transakcji wzajemnych pomiędzy obszarami wytwarzania

Nakłady inwestycyjne

Łączne nakłady inwestycyjne Grupy Energa w I kw. 2020 roku wyniosły **331 mln zł**.

Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Dystrybucja w I kw. 2020 roku:

- 1. 129 mln zł** - rozbudowa sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców
- 2. 15 mln zł** - nakłady na rozbudowę sieci związaną z przepływami w sieci WN i przyłączaniem źródeł ee
- 3. 101 mln zł** - modernizacja sieci dystrybucyjnej w celu poprawy niezawodności dostaw

w wyniku których:

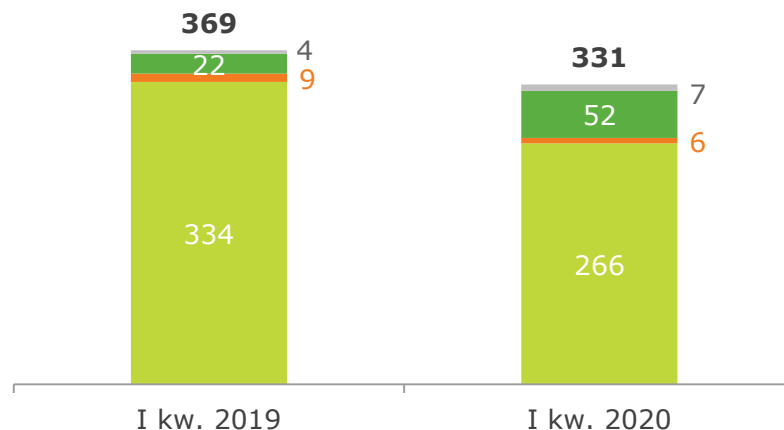
- a. przyłączono 14,6 tys. nowych odbiorców**
- b. wybudowano i zmodernizowano 676 km linii wysokiego, średniego i niskiego napięcia**
- c. przyłączono do sieci 115 MW nowych źródeł OZE**

Kluczowe inwestycje w Linii Biznesowej Wytwarzanie:

- 1. 45 mln zł** - budowa IOS II w El. Ostrołęka B

mln zł

- Dystrybucja
- Sprzedaż
- Wytwarzanie
- Pozostałe i korekty



Czynniki istotne dla rozwoju Grupy Energa w perspektywie co najmniej 2020 roku

Ponoszenie wydatków na sieć w związku z wymogami regulacji jakościowej w Linii Biznesowej Dystrybucja

Kształtowanie się cen energii na rynku terminowym, SPOT i bilansującym

Kształtowanie się cen uprawnień do emisji CO₂

Efekty zakończenia sporów sądowych i zawarcia nowych umów na zakup praw majątkowych

Opłaty za służebność przesyłu

Skuteczność realizacji ambitnych planów sprzedażowych w warunkach konkurencji na rynku sprzedawców energii elektrycznej

Poziom pracy w wymuszeniu w Elektrowni Ostrołęka B

Realizacja zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla gospodarstw domowych na 2020 rok, która nie przenosi wszystkich kosztów Spółki

Wielkość wsparcia w postaci Operacyjnej Rezerwy Mocy

Warunki meteorologiczne i hydrologiczne

Wpływ pandemii COVID-19 na 2020 rok (spadek wolumenów, przychodów oraz pogorszenie portfela należności)

Wyniki finansowe Grupy Energa za I kwartał 2020 roku



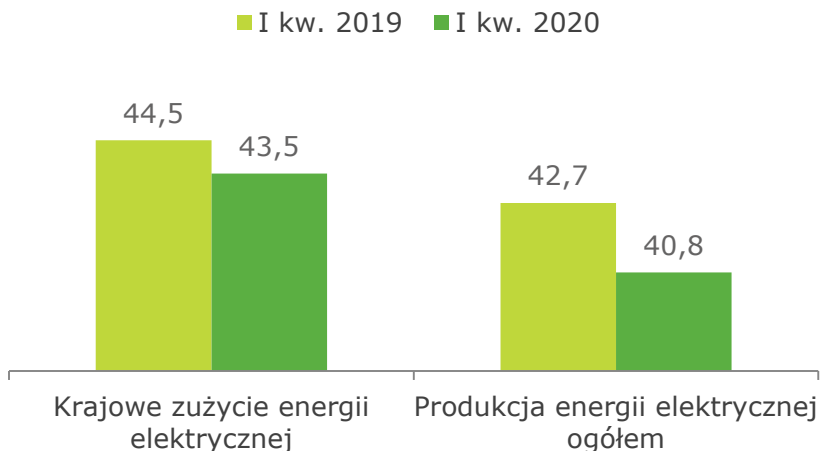
@EnergaSA

#Energa1Q20

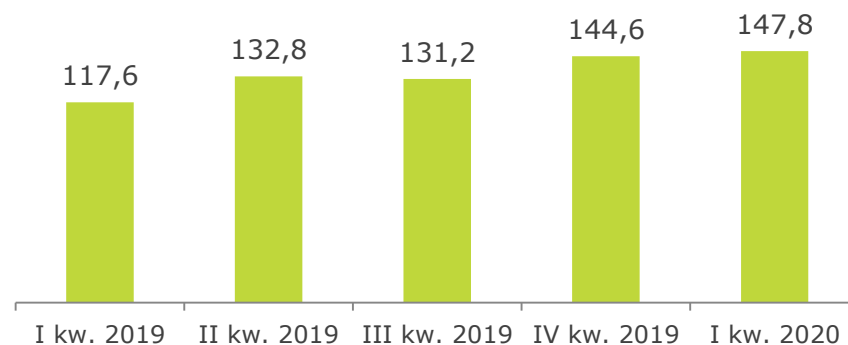
Informacje dodatkowe

Dane rynkowe

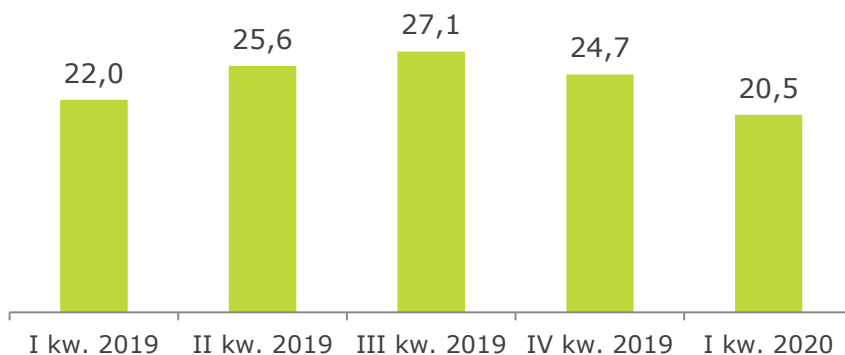
Krajowe zużycie i produkcja energii elektrycznej (TWh)



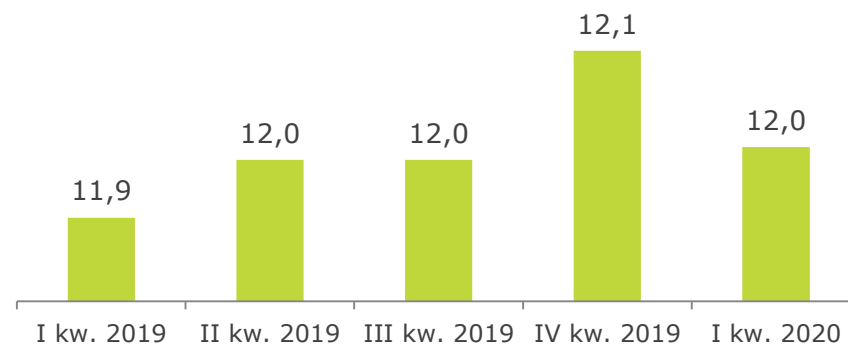
Ceny zielonych praw majątkowych PMOZE_A (zł/MWh)



Uprawnienia do emisji (Euro/tonę)

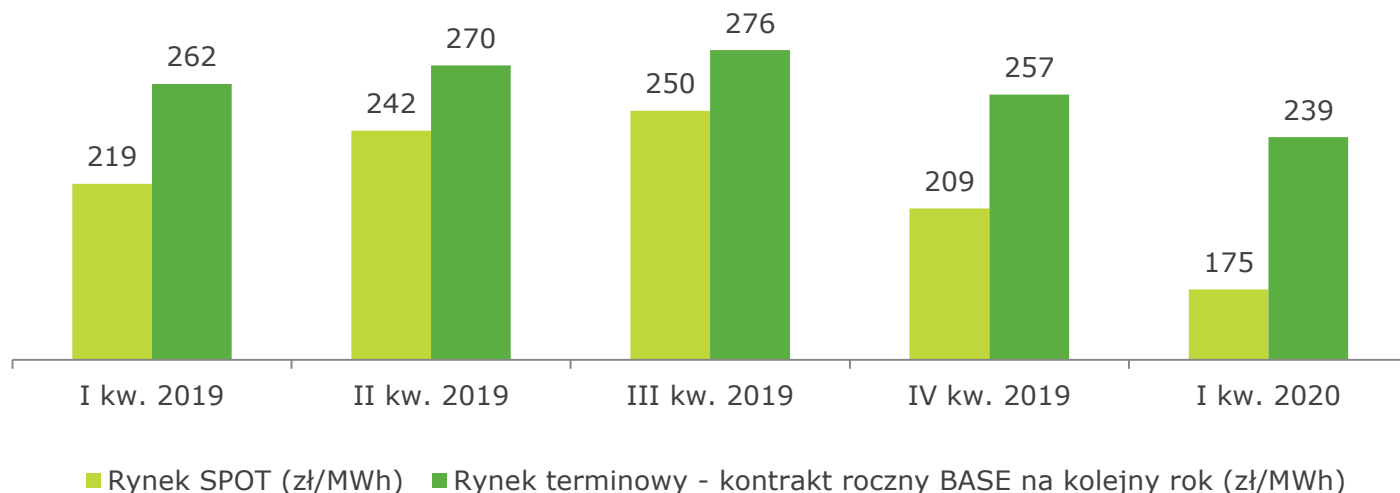


Ceny sprzedaży węgla (PSCMI zł/GJ)










Wysoki poziom cen energii w 2019 roku

Ceny energii na rynku SPOT i terminowym



Spadek cen uprawnień do emisji, a także niższy popyt na energię elektryczną wynikający z efektu cieplej zimy i pandemii COVID-19 przyczyniły się do spadku cen energii elektrycznej na rynku SPOT i terminowym w I kw. 2020 roku

Kluczowe projekty inwestycyjne – status prac


Projekt	Moc (MW)	Projektowy CAPEX (mln zł)	Zrealizowany CAPEX (mln zł)	Zaawansowanie prac (%)	Planowane wdrożenie (rok)
Elektrownia Ostrołęka B – budowa IOS II		216	181		2020
Farma Wiatrowa Przykona	31	155	137		2020
Magazyn energii przy FW Bystra	6	12	7,5		2020
CCGT Grudziądz	600	1 670	48,7		2024-2025
CCGT Gdańsk	~456	1 352	27,7		2025-2026
Smart Grid		212	61,2		2022
Budowa elektrowni Ostrołęka C		Projekt w trakcie konwersji			
Program inwestycyjny - aktywa ciepłownicze	70	350	-		2025

Według stanu na 31 marca 2020 r.

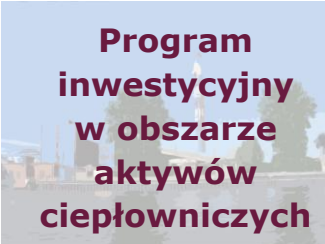
Kluczowe projekty inwestycyjne (1/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac
 <p>Budowa Instalacji Odsiarczania Spalin (IOS II) w Ostrołęce</p>	nd.	<ul style="list-style-type: none">✓ Projekt dotyczy dostosowania urządzeń technologicznych ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA (EEO SA) do wymagań Dyrektywy 2010/75/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 listopada 2010 roku w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola, tzw. Dyrektywa IED). Realizacja projektu pozwoli na osiągnięcie przez Elektrownię Ostrołęka B określonej w ww. Dyrektywie, obowiązującej od 1 stycznia 2016 roku, wielkości emisji dwutlenku siarki (SO₂) w spalinach poniżej 200 mg/Nm³ za emitorem.✓ Aktualnie zaawansowanie budowy instalacji wraz z dokonanymi dostawami urządzeń wynosi ok. 84%. Generalny Wykonawca w 2019 roku zrealizował wszystkie kamienie milowe zgodnie z harmonogramem realizacji kontraktu.✓ W 2020 roku w dalszym ciągu prowadzone są prace obiektowe oraz rozruchowe nowej instalacji.✓ Planowany termin oddania inwestycji do eksploatacji to III kw. 2020 roku.
 <p>Farma Wiatrowa Przykona</p>	31,05	<ul style="list-style-type: none">✓ Farma powstaje na terenach zrekultywowanych po kopalni węgla brunatnego w Gminie Przykona. W jej skład wchodzi 9 turbin wiatrowych Vestas V-126 o mocy 3,45 MW każda.✓ Wykonano główne prace budowlane (drogi, fundamenty, budynki RSN Przykona i Żuki) i wykonano linię SN wyprowadzenia mocy (11km).✓ Zakończono montaż wszystkich 9-ciu turbin wiatrowych.✓ Trwają prace uruchomieniowe wyposażenia w RSN-ach (szafy i rozdzielnice) oraz przygotowania do podania napięcia.✓ Planowane testy eksploatacyjne FW odbyły się w I kw. 2020 roku, wystąpienie epidemii koronawirusa spowodowało spowolnienie prac i opóźnienia w realizacji głównych zadań/kamieni milowych. Przewiduje się, że zakończenie realizacji prac nastąpi zgodnie z przyjętymi założeniami. Planowany termin oddania inwestycji do użytkowania to II kw. 2020 roku.✓ W ramach aukcji OZE FW Przykona zakontraktowała sprzedaż 1 245 000 MWh w latach 2020–2035 (w tym w 2020 i 2035 roku wsparcie dot. połowy roku).

Kluczowe projekty inwestycyjne (2/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac
 <p>Magazyn energii elektrycznej w Bystrej</p>	6	<ul style="list-style-type: none">✓ Trwa ostatnia faza budowy hybrydowego magazynu energii elektrycznej o docelowej mocy 6 MW i pojemności 27 MWh (największy obiekt tego typu w Polsce i jeden z większych na świecie).✓ Aktualnie odbywa się montaż urządzeń i instalacji elektrycznych wraz z niezbędnymi pomiarami elektrycznymi.✓ Z powodu pandemii ogłoszonej przez WHO oraz zamknięciem granic w Polsce, strona japońska opuściła plac budowy. W związku z COVID-19 harmonogram projektu ulegnie wydłużeniu.✓ Zakończono pierwszą fazę prac w zakresie wykonywania testów magazynu energii i rozpoczęto drugą fazę testów w trybie zdalnym.
 <p>CCGT Grudziądz - nowy blok gazowo-parowy</p>	ok. 600	<ul style="list-style-type: none">✓ Projekt dotyczy budowy nowej elektrowni gazowo-parowej i ma na celu budowę nowoczesnej infrastruktury energetycznej, w sposób pozwalający na rozwój posiadanej bazy wytwórczej oraz świadczenie usługi mocowej i sprzedaż energii elektrycznej.✓ Przeprowadzono prace projektowe oraz uzyskano kluczowe decyzje administracyjne dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej Projektu.✓ Prowadzone są działania związane z wyłonieniem Generalnego Wykonawcy elektrowni (przetarg EPC&LTSA).✓ Trwają analizy mające na celu wypracowanie docelowego modelu realizacji projektu.✓ Projekt planowo ma uczestniczyć w aukcji Rynku Mocy w 2020 roku na rok dostaw 2025. Zgodnie z Ustawą o Rynku Mocy, projekt został zgłoszony do certyfikacji ogólnej 3 stycznia 2020 roku i uzyskał wpis do Rejestru Rynku Mocy.
 <p>CCGT Gdańsk - nowy blok gazowo-parowy</p>	456 (rozważana możliwość zwiększenia do 600)	<ul style="list-style-type: none">✓ Drugi projekt dotyczący budowy nowej elektrowni gazowo-parowej.✓ Kontynuowane są prace projektowe mające na celu kompletację kluczowych decyzji administracyjnych dla osiągnięcia gotowości realizacyjnej Projektu.✓ Trwają analizy mające na celu wypracowanie docelowego modelu realizacji projektu.

Kluczowe projekty inwestycyjne (3/3)

Projekt	Moc (MW)	Zaawansowanie prac				
 <p>Budowa Elektrowni Ostrołęka C</p>	<p>Projekt w trakcie konwersji</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 13 lutego 2020 roku Energa i Enea podpisały Porozumienie dot. dalszych działań w Projekcie Ostrołęka C, skutkujące zawieszeniem finansowania Projektu. ✓ 14 lutego 2020 roku Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o. przekazała generalnemu wykonawcy budowy Elektrowni Ostrołęka C oraz wykonawcy przebudowy infrastruktury kolejowej dla tej elektrowni, polecenia zawieszenia wykonywania całości prac. ✓ 2 czerwca 2020 roku zakończono analizy dotyczące dalszych działań w projekcie, w wyniku których podjęto decyzję o zamiarze kontynuacji budowy jednostki wytwórczej w Ostrołęce z uwzględnieniem zmiany źródła zasilania z węglowego na gazowe. ✓ 2 czerwca 2020 roku zawarto trójstronne porozumienie pomiędzy Energa, Enea i PKN ORLEN S.A., określające główne zasady współpracy w zakresie realizacji projektu gazowego. 				
 <p>Program inwestycyjny w obszarze aktywów ciepłowniczych</p>	<p>70</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Przeprowadzenie działań restrukturyzacyjnych w ramach segmentu CHP w Grupie Energa, w efekcie których nastąpi przywrócenie rentowności oraz doprowadzenie do generowania przez niego dodatkich przepływów pieniężnych, również na potrzeby potencjalnej sprzedaży wybranych Aktywów CHP. Program inwestycyjny zakłada utrzymanie pozycji na rynkach ciepła w Elblągu i Kaliszu. <table border="1" data-bbox="761 933 1856 1005"> <thead> <tr> <th data-bbox="981 958 1089 986">Elbląg:</th> <th data-bbox="1528 958 1636 986">Kalisz:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="780 1019 1290 1248"> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS ✓ Optymalizacja TG1 ✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP ✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10 </td> <td data-bbox="1398 1019 1843 1248"> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20 ✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10 ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10 ✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody </td> </tr> </tbody> </table>	Elbląg:	Kalisz:	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS ✓ Optymalizacja TG1 ✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP ✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20 ✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10 ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10 ✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody
Elbląg:	Kalisz:					
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Mobilną Instalację Ciepłowniczą ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową – KRS ✓ Optymalizacja TG1 ✓ Migracja jednego kotła OP-130 pod Dyrektywę MCP ✓ Inwestycja w silniki gazowe 5xSG10 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS2x20 ✓ Inwestycja w silniki gazowe 2xSG10 ✓ Inwestycja w Kotłownię rezerwowo-szczytową KRS 1x10 ✓ Modernizacja Stacji Uzdatnia Wody 					

Kluczowe aktywa Grupy Energa

Dystrybucja

1. 190 tys. km linii energetycznych
2. 5,7 TWh - dostarczona energia elektryczna w I kw. 2020 roku
3. Zasięg 75 tys. km²

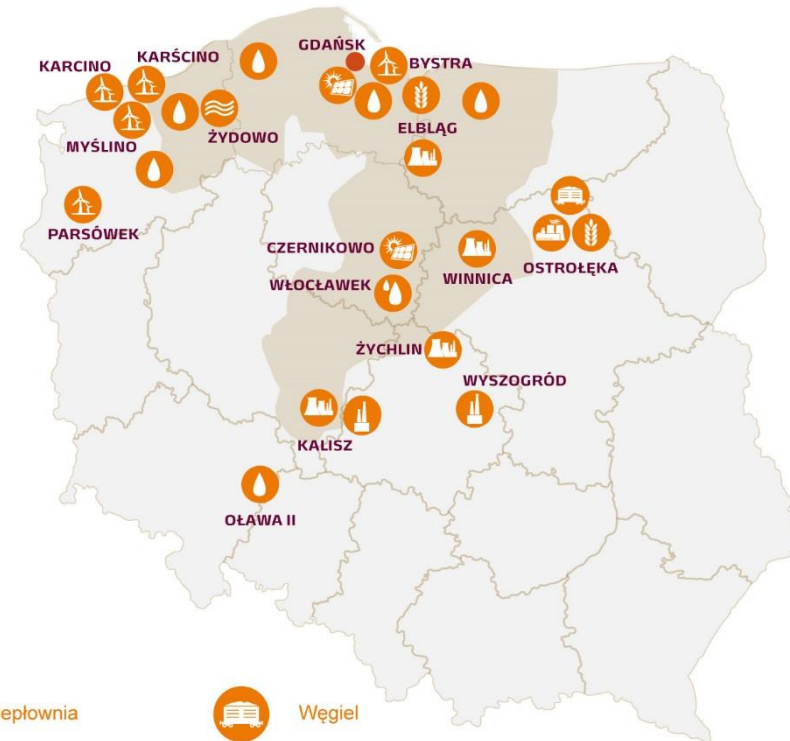
Wytwarzanie*

1. Elektrownie wodne
 - a) Włocławek (162 MW)
 - b) Mniejsze jednostki wytwórcze (40 MW)
 - c) Elektrownia szczytowo-pompowa w Żydowie (157 MW)
2. 5 farm wiatrowych (łączna moc 211 MW, w tym Karścino 90 MW)
3. Farma fotowoltaiczna pod Gdańskiem (1,6 MWe) oraz w gminie Czernikowo koło Torunia (3,8 MWe)
4. Elektrownia systemowa w Ostrołęce B (690 MWe, 220 MWt)
5. Pozostałe elektrociepłownie i ciepłownie (82 MWe, 441 MWt)

Sprzedaż

1. 3,10 mln PPE
2. 4,9 TWh – sprzedaż detaliczna w I kw. 2020 roku

* moc zainstalowana



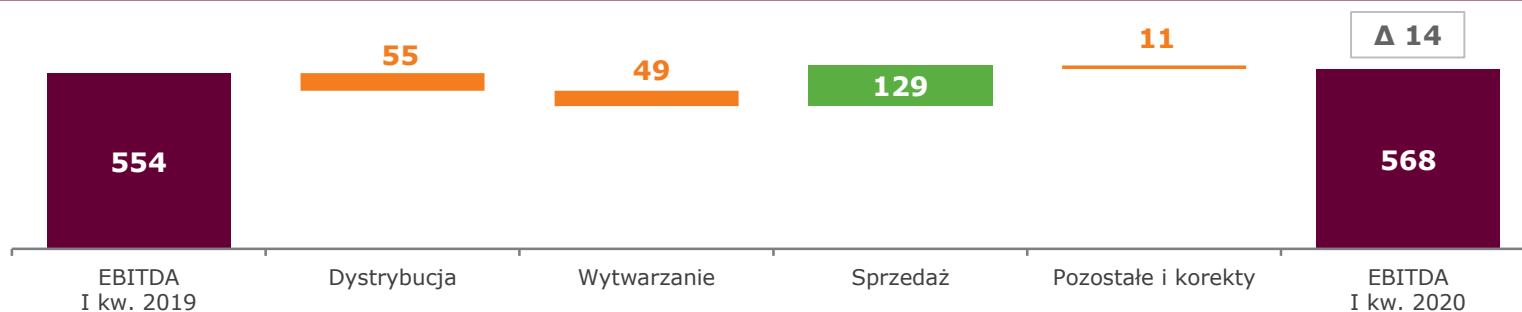
Podsumowanie I kwartału 2020 roku

mln zł	Dystrybucja			Sprzedaż			Wytwarzanie		
	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	1 074	1 146	7%	1 732	1 923	11%	378	297	-21%
EBITDA	548	493	-10%	-95	34	>100%	118	69	-42%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>51,0%</i>	<i>43,0%</i>	<i>Δ -8 pp.</i>	<i>-5,5%</i>	<i>1,8%</i>	<i>Δ 7,3 pp.</i>	<i>31,2%</i>	<i>23,2%</i>	<i>Δ -8 pp.</i>
EBIT	346	283	-18%	-107	21	>100%	72	34	-53%
Wynik netto	252	188	-25%	-88	10	>100%	47	10	-79%
<i>Marża zysku netto</i>	<i>23,5%</i>	<i>16,4%</i>	<i>Δ -7,1 pp.</i>	<i>-5,1%</i>	<i>0,5%</i>	<i>Δ 5,6 pp.</i>	<i>12,4%</i>	<i>3,4%</i>	<i>Δ -9,0 pp.</i>
CAPEX	334	266	-20%	9	6	-33%	22	52	>100%

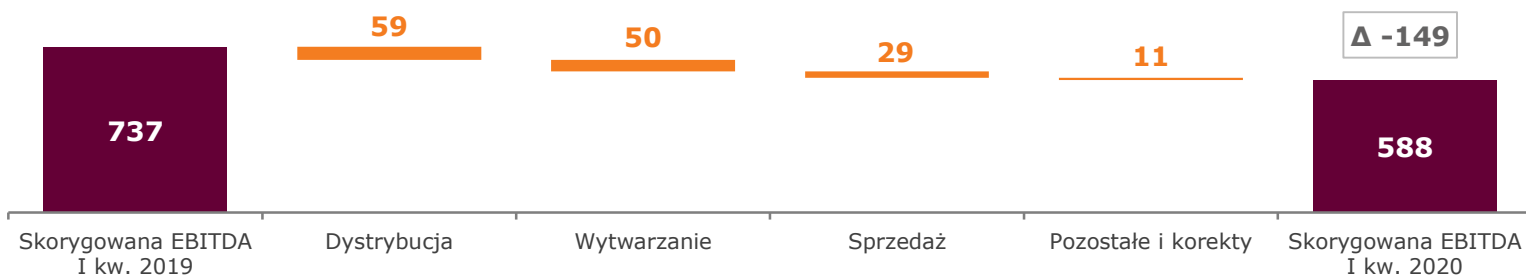
mln zł	Wytwarzanie, w tym:											
	Woda			Wiatr			Elektrownia w Ostrołęce			CHP		
	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)
Przychody ze sprzedaży	73	64	-13%	50	51	0%	189	125	-34%	66	58	-12%
EBITDA	48	37	-23%	41	41	2%	24	-12	<-100%	2	3	16%
<i>Marża EBITDA</i>	<i>65,8%</i>	<i>57,8%</i>	<i>Δ -8,0 pp.</i>	<i>82,0%</i>	<i>80,4%</i>	<i>Δ -1,6 pp.</i>	<i>12,7%</i>	<i>-9,6%</i>	<i>Δ -22,3 pp.</i>	<i>3,0%</i>	<i>5,2%</i>	<i>Δ 2,2 pp.</i>
EBIT	40	29	-29%	27	27	-1%	8	-18	<-100%	-6	-2	61%
CAPEX	2	2	-4%	0	3	>100%	15	45	>100%	2	1	-33%

EBITDA Grupy Energa

EBITDA Bridge za I kw. 2020 roku (mln zł)



Skorygowana EBITDA Bridge za I kw. 2020 roku (mln zł)



Kluczowe korekty w I kw. 2020 roku:

- Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie): -38 mln zł (Sprzedaż).
- Ubytek przychodów wynikający z Taryfy G: 49 mln zł (Sprzedaż).

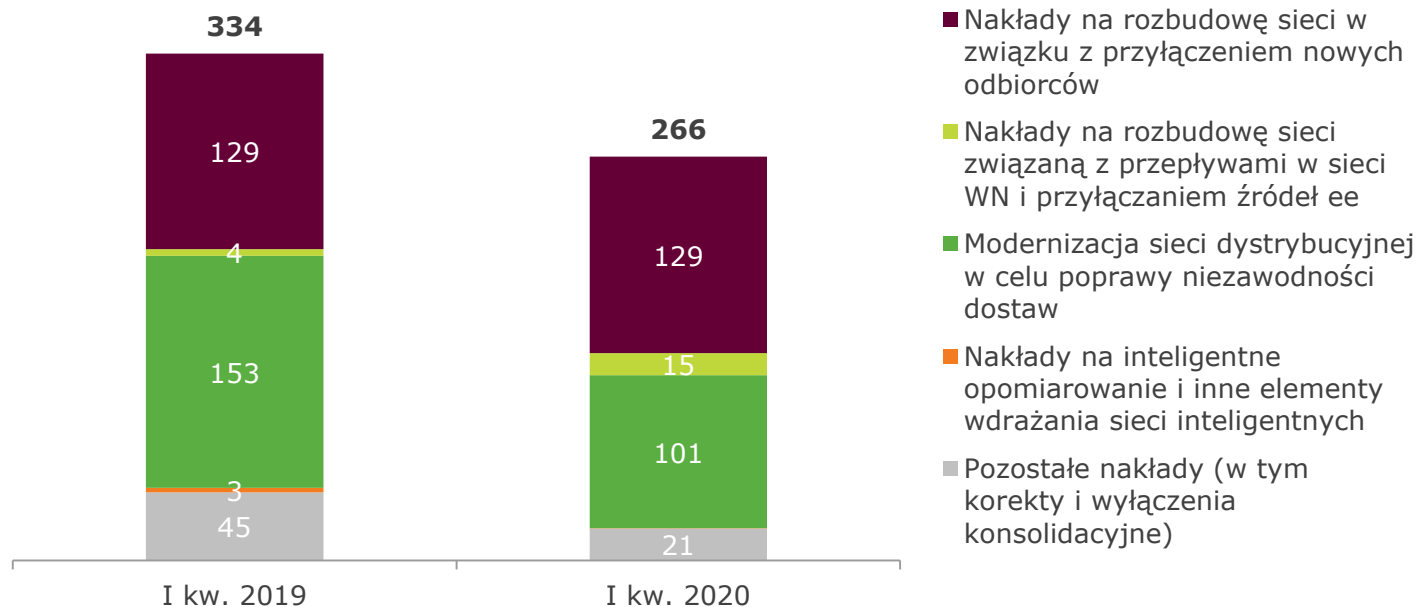
Kluczowe korekty w I kw. 2019 roku:

- Rezerwa na umowy rodzące obciążenia (rozwiązanie): -37 mln zł (Sprzedaż).
- Utrata przychodu – wpływ ustawy „o cenach energii w 2019 roku” – szacunek: 209 mln zł (Sprzedaż).

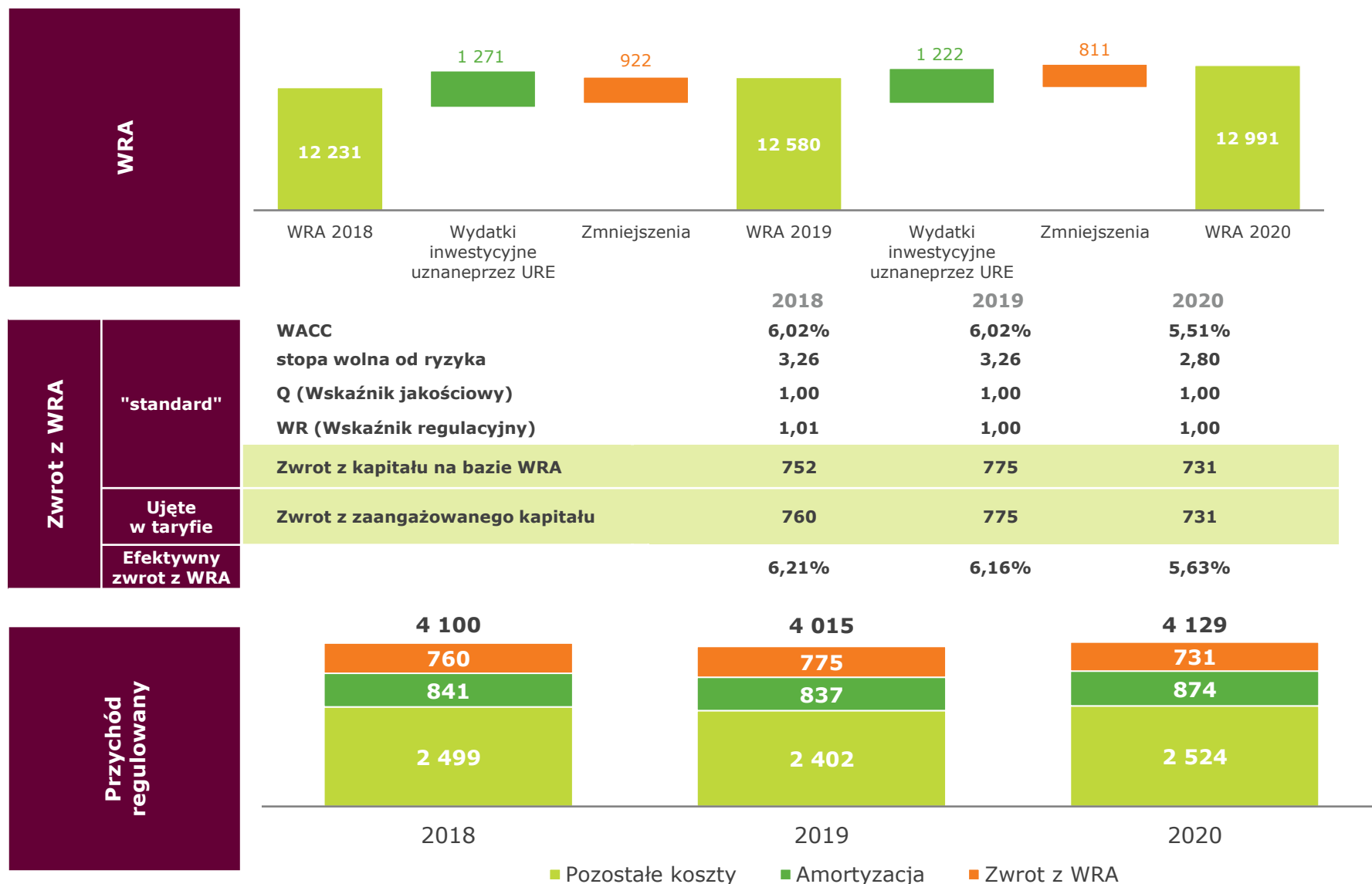
Struktura kosztów operacyjnych Grupy Energa

mln zł	I kw. 2019	I kw. 2020
Amortyzacja rzeczowych aktywów trwałych, aktywów niematerialnych i nieruchomości inwestycyjnych	265	264
Zużycie materiałów i energii	138	207
w tym energia elektryczna dotycząca różnicy bilansowej	-4	80
w tym zużycie paliw (z transportem)	100	83
Usługi obce	310	352
w tym opłaty przesyłowe i tranzytowe	189	214
Podatki i opłaty	138	133
Koszty świadczeń pracowniczych	298	320
Odpisy aktualizujące	16	9
Pozostałe (w tym zmiana stanu produktów oraz koszt wytworzenia świadczeń na własne potrzeby)	-26	-31
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	1 583	1 754
Koszty operacyjne	2 722	3 008

Aktualna struktura nakładów inwestycyjnych Linii Biznesowej Dystrybucja (mln zł)

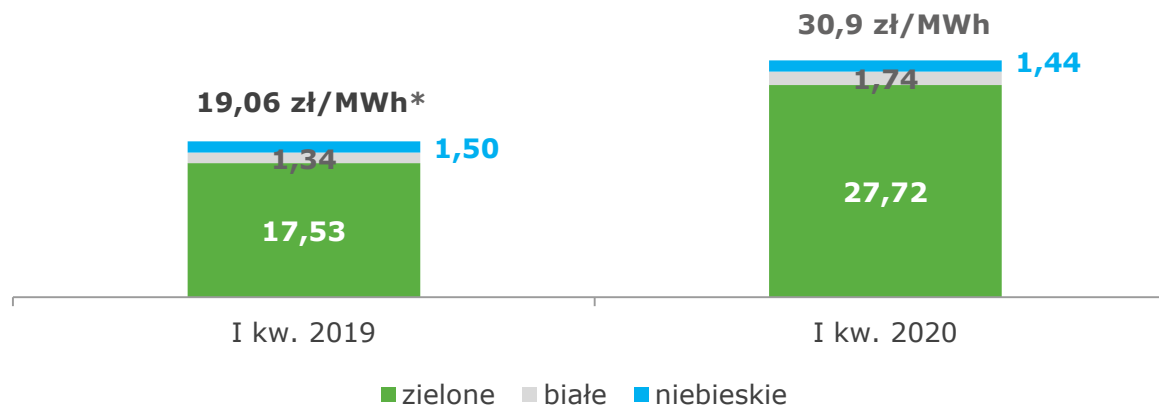


Wartość Regulacyjna Aktywów



Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Sprzedaż

Struktura kosztu umorzenia praw majątkowych na 1 MWh EE sprzedanej do klientów końcowych



	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana (%)
Sprzedaż energii elektrycznej przez Segment Sprzedaży (GWh)	6 590	6 353	-4%
<i>w tym sprzedaż detaliczna</i>	4 968	4 922	-1%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej bez PM (zł/MWh)	245,2	253,5	3%
Średnia cena zakupu energii elektrycznej z PM (zł/MWh)	259,1	276,9	7%
Marża zmienna I stopnia energii elektrycznej**	-3,8%	3,8%	Δ 7,6 pp.

* W 2019 roku (wartości ujemne o nieistotnej skali) nastąpiło ostateczne rozliczenie obowiązku umarzania żółtych, czerwonych i fioletowych certyfikatów za 2018 rok. Od 2019 roku obowiązek umarzania tych certyfikatów został zniesiony.

** Marża zmienna I stopnia liczona jako iloraz wyniku i przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej.

Kluczowe dane operacyjne Linii Biznesowej Wytwarzanie

Zużycie paliw	I kw. 2019	I kw. 2020	Zmiana	Zmiana (%)
Węgiel kamienny				
Ilość (tys. ton)	279,8	181,2	-98,6	-35%
Koszt* (mln zł)	80,6	56,8	-23,8	-30%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	288,2	313,5	25,3	9%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	85,5	86,0	0,4	1%
Biomasa				
Ilość (tys. ton)	31,7	48,1	16,5	52%
Koszt* (mln zł)	18,5	24,8	6,3	34%
Koszt jednostkowy (zł/tonę)	583,3	515,7	-67,5	-12%
Koszt jednostkowy (zł/MWh)**	290,9	221,7	-69,1	-24%

* łącznie z kosztem transportu

** w odniesieniu do łącznej produkcji energii elektrycznej i ciepła

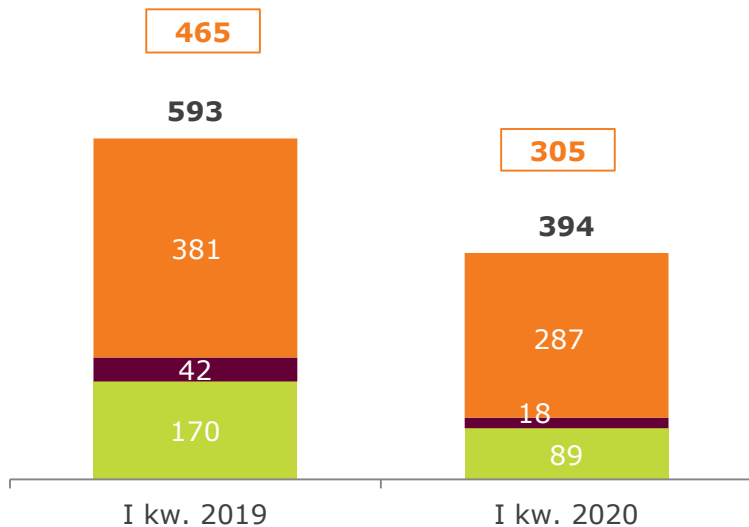
Uprawnienia do emisji CO ₂	I kw. 2019	I kw. 2020
Emisja CO₂ wszystkich instalacji (tys. ton), w tym:	574	383
Liczba przyznaných darmowych uprawnień do emisji	143	33
Liczba odpłatnych uprawnień do emisji	431	351
Koszt obowiązku umorzenia uprawnień do emisji CO₂ (mln zł)	41,3	34,9

Kluczowe dane operacyjne Energa Elektrownie Ostrołęka

Struktura sprzedaży (GWh)

☐ - Produkcja własna netto

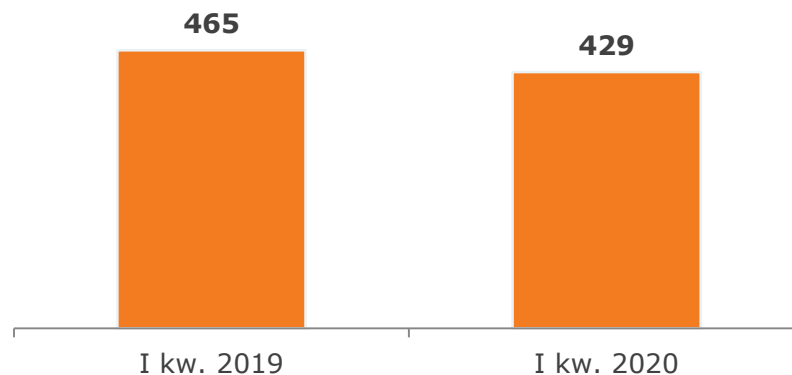
- Sprzedaż pozostała
- Sprzedaż do PSE pozostała
- Sprzedaż do PSE w wymuszeniu



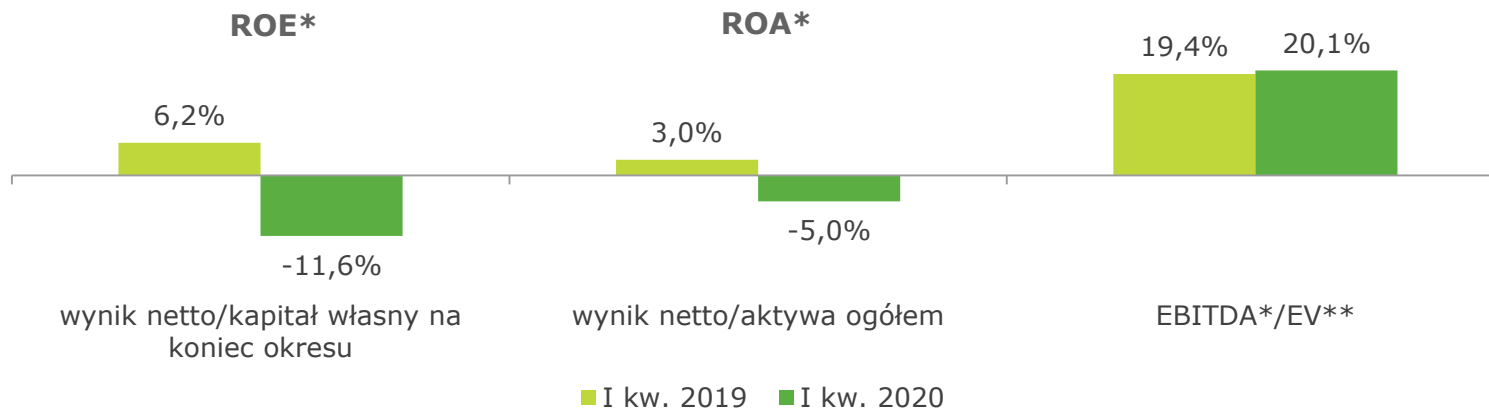
Wolumeny i koszty zużycia węgla w I kw. 2020 roku

	Jedn.	Węgiel	Biomasa
Zużycie ogółem	(tys. ton)	129,1	34,4
Koszt jedn. zakupu	(zł/tona)	307,3	513,1
Koszt zużycia paliwa ogółem	(mln zł)	39,7	17,7

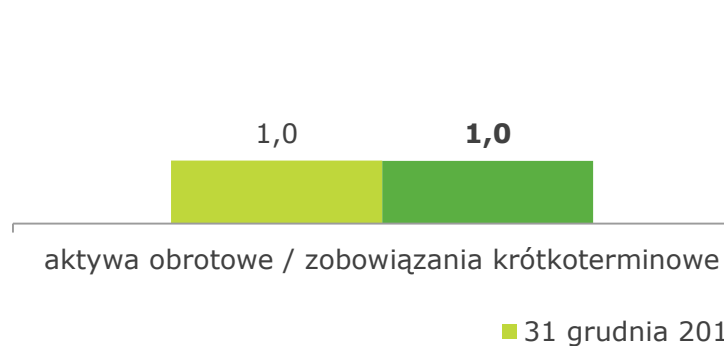
Produkcja ciepła brutto (TJ)



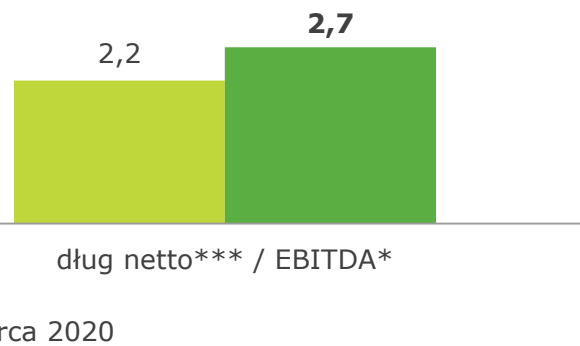
Wskaźniki rentowności i płynności



Wskaźnik płynności



Dług netto/EBITDA



* zysk netto i EBITDA za ostatnie 12 miesięcy

** wartość rynkowa + dług netto

*** wartość zobowiązań finansowych netto uwzględniona w kalkulacji wskaźnika dług netto / EBITDA uwzględnia kluczowe elementy zdefiniowane w umowach o finansowanie

Struktura zadłużenia Grupy Energa

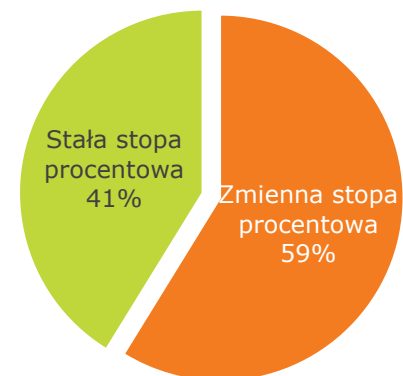
31 marca 2020 roku

Struktura wg źródła (mln zł)

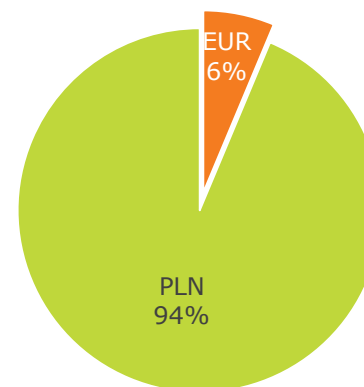
□ Dostępne środki
■ Dług



Struktura według %

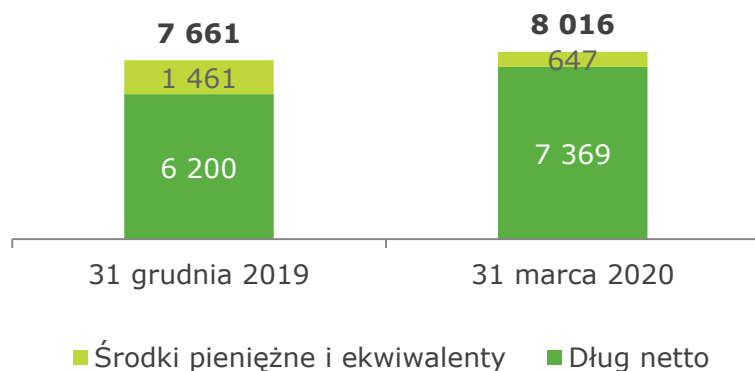


Struktura według waluty długu

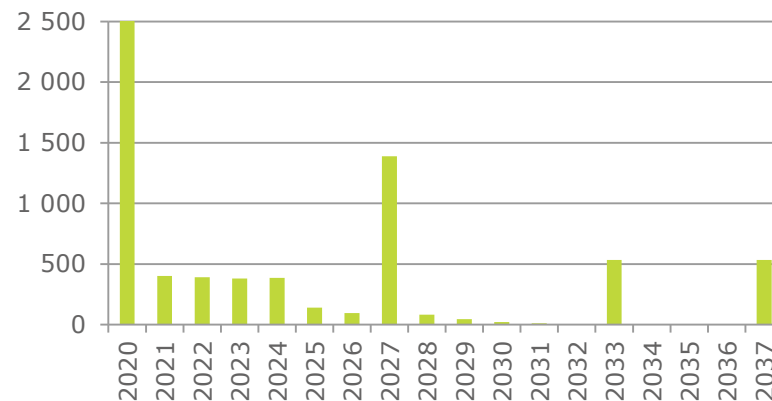


Bezpieczeństwo finansowe

Zadłużenie (mln zł)



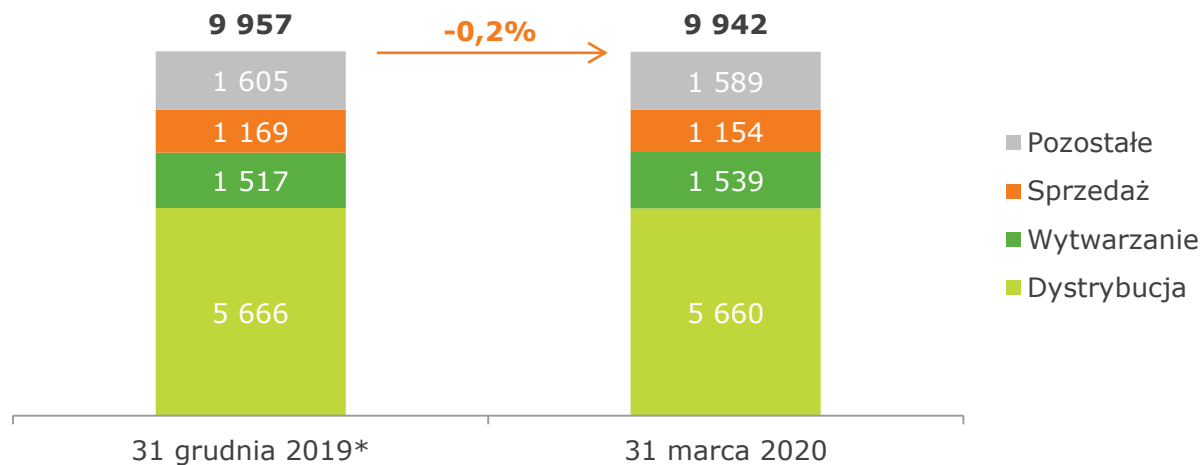
Wiekowanie długu (mln zł)



Wybrane programy / umowy o finansowanie	Kwota pierwotna	Data wykupu/Termin spłaty ostatniej raty
Programy emisji euroobligacji	500 mln euro	03.2020
	300 mln euro	03.2027
Program emisji obligacji hybrydowych z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	125 mln euro	09.2033
	125 mln euro	09.2037
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym	1 000 mln zł	09.2031
Umowa kredytowa z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju	800 mln zł	12.2024
Umowa kredytowa z konsorcjum banków (ESG-linked)	2 000 mln zł	09.2024

Zatrudnienie w Grupie Energa

Zatrudnienie na koniec okresu w osobach (umowy o pracę)



- Główną przyczyną zmian w poziomie zatrudnienia w I kwartale br. (spadek o 15 osób) była rotacja naturalna.

* Dane za 2019 rok przekształcone do obecnie obowiązującej segmentacji

Zespół relacji inwestorskich

Sporządzona przez Energa SA („Spółka”) prezentacja ma charakter wyłącznie informacyjny i nie należy jej traktować jako porady inwestycyjnej.

Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu jakiegokolwiek szkody wynikającej z wykorzystania niniejszej prezentacji lub jej treści albo powstałej w jakikolwiek inny sposób związany z niniejszą prezentacją.

Odbiorcy niniejszej prezentacji ponoszą wyłączną odpowiedzialność za własne analizy i oceny rynku oraz sytuacji rynkowej Spółki i potencjalnych wyników Spółki w przyszłości, dokonane w oparciu o informacje zawarte w niniejszej prezentacji.

W zakresie, w jakim niniejsza prezentacja zawiera stwierdzenia dotyczące przyszłości, a w szczególności słowa „projektowany”, „planowany”, „przewidywany” i podobne wyrażenia (łącznie z ich zaprzeczeniami), stwierdzenia te wiążą się ze znanym i nieznanym ryzykiem, niepewnością oraz innymi czynnikami, których skutkiem może być to, że rzeczywiste wyniki, sytuacja finansowa, działania i osiągnięcia Spółki albo wyniki branży będą istotnie różnić się od jakichkolwiek przyszłych wyników, działań lub osiągnięć wyrażonych w takich stwierdzeniach dotyczących przyszłości.

Ani Spółka ani żaden z jej podmiotów zależnych nie są zobowiązane zapewnić odbiorcom niniejszej prezentacji jakichkolwiek dodatkowych informacji ani aktualizować niniejszej prezentacji.

Dane kontaktowe

Marcin Chanke

Tel.: (+48) 58 778 84 42
marcin.Chanke@energa.pl

Monika Zaręba

Tel.: (+48) 58 527 97 39
monika.zareba@energa.pl

Karolina Rorbach-Nagel

Tel.: (+48) 58 778 84 77
karolina.rorbach-nagel3@energa.pl

