

czwartek, 25 marca 2021 | aktualizacja raportu

Spółki paliwowe

Polska, Węgry

Wciąż atrakcyjna wycena wyników „mid-cycle”

„Szczepionkowa” fala optymizmu rozpoczęta w listopadzie pozwoliła na odrobienie znacznej części pandemicznych strat w notowaniach spółek paliwowych, ale wciąż do poziomów z początku ubiegłego roku brakuje 20-30%. Wyceny nie są wymagające, ale też zwracamy uwagę że powrót do zyskowności z 2019 roku to raczej perspektywa 2023 roku. W naszym bazowym scenariuszu makro (utrzymanie wysokich cen surowców, odbudowa marż w rafinerii ze wskazaniem na premię za kompleksowość przerobu, spadek marżowości w petrochemii, normalizacja marż detalicznych, wysokie ceny CO₂) największą pozytywną dźwignię oferuje Lotos (rekommendacja kupuj utrzymana). Nie zmieniamy także pozytywnego nastawienia do akcji MOL-a, który zapewnia zrównoważoną ekspozycję na upstream/downstream przy relatywnie atrakcyjnej waluacji wskaźnikowej. Na tym tle najmniej interesująco wypada Orlen, którego wyniki są ujemnie skorelowane z cenami gazu, a dodatkowo Spółka rozpoczęła bardzo intensywny program inwestycyjny, co implikuje ujemny FCF przez najbliższe 3 lata.

Rynek paliw– powrót „normalności” w 2022 roku

Odchylenie od referencyjnych poziomów wynosi ~4mb/d i oczekujemy, że ta luka zostanie domknięta w styczniu 2022 r. Szybka odbudowa konsumpcji benzyny w 2H'20 będzie równoważona przez wolniejszą poprawę w paliwie lotniczym (nierównomierne zaawansowanie procesu szczepień). Zmiany zwyczajów komunikacyjnych po pandemii powinny mieć netto w miarę neutralny wpływ na popyt (praca zdalna vs rezygnacja z transportu zbiorowego). W średnim terminie wyzwaniem będzie rozwój samochodów EV (w 2025 roku ubytek zapotrzebowania może sięgnąć 1,5 mb/d).

Ropa i gaz– droższe surowce zostaną na dłużej

Polityka OPEC+ skoncentrowana na szybkiej redukcji nadwyżki zapasów ropy została już zdyskontowana, a w perspektywie 2022 roku oczekujemy rozluźnienia bilansu (wzrost produkcji w USA, luzowanie restrykcji kartelu, powrót Iranu na rynek). Nie zakładamy już jednak spadku cen Brent poniżej 60 USD/Bbl średniorocznie w latach. Na rynku gazu z nawiązką zrealizować się nasz pozytywny scenariusz (odbudowa popytu, spadek zapasów, „fuel switch”) i choć podnosimy nasze prognozy o 5% to plasujemy się konserwatywnie ~7% poniżej aktualnej krzywej terminowej.

Rafineria– premia za kompleksowość powróci

Odbudowa marżowości na przerobie zajmie więcej czasu niż wcześniej zakładaliśmy (wyższe ceny ropy, wolniejsza odbudowa popytu, koszty zużyć własnych, marże na niszowych produktach), szczególnie w kontekście uruchamiania nowych mocy wytwórczych. Wraz ze wzrostem utylizacji mocy zakładamy rosnącą premię dla bardziej kompleksowych rafinerii (pogorszenie marży na HSFO). Normalizacja sytuacji na rynku będzie też skutkować w ograniczeniu premii ładowych/handlowych i kompresji rekordowych marż paliwowych na stacjach benzynowych.

Petrochemia– rekordowe marże nie do utrzymania

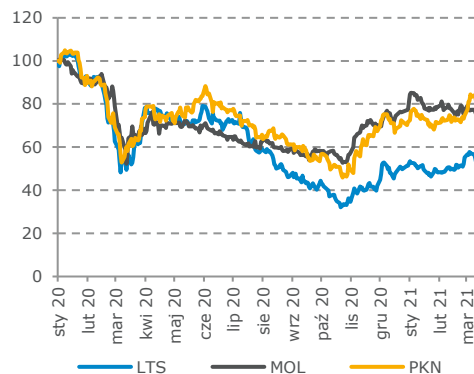
Segment petrochemiczny stał się największym pozytywnym zaskoczeniem pandemii, gdyż popyt segmentu jednorazowych opakowań zneutralizował ubytek konsumpcji z innych branż, a dodatkowo pojawiły się turbulencje po stronie podaży (awarie instalacji, mrozy w Teksasie), co winduje modelowe marże na większości produktów. W tej sytuacji podnosimy nasze założenia, ale wciąż zakładamy tąpnięcie benchmarków z obecnych rekordów (zluzowanie krótkoterminowych wąskich gardeł: ceny frachtu, import do Europy, uruchomienie dużych instalacji, domknięcie spreadu EU-Chiny).

Spółka	P/E			EV/EBITDA LIFO*			DYield		FCFF/EV 2021-23
	'21P	'22P	'23P	'21P	'22P	'23P	'21P	'22P	
Lotos	15,9	10,5	6,8	6,7	4,2	3,3	2,4%	7,1%	9,5%
MOL	11,5	18,5	9,6	4,3	4,6	3,8	4,8%	4,8%	4,1%
PKN Orlen	15,0	17,2	11,3	6,5	6,3	5,8	5,6%	5,6%	-2,9%

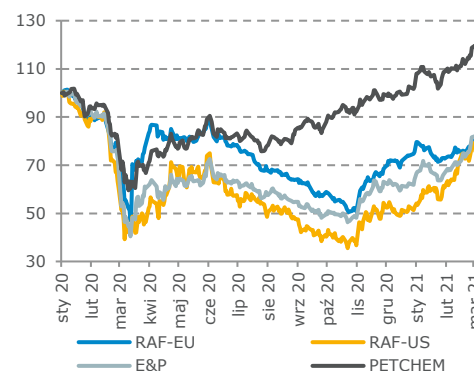
*wskaźniki na podstawie wyników oczyszczonych

WIG-Paliwa	5 290
WIG	57 082
P/E 2021P	14,1x
EV/EBITDA 2021P	5,8x

LTS, MOL, PKN od wybuchu pandemii



Indeksy sektorowe: spółki E&P, rafinerie (Europa/USA) i koncerny petchem



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Lotos	54,00	49,01	kupuj	kupuj
MOL (HUF)	2 571	2 379	kupuj	akumuluj
PKN Orlen	60,64	58,40	trzymaj	trzymaj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
Lotos	42,44	54,00	+27,2%
MOL (HUF)	2 184	2 571	+17,7%
PKN Orlen	62,82	60,64	-3,5%

Analityk:

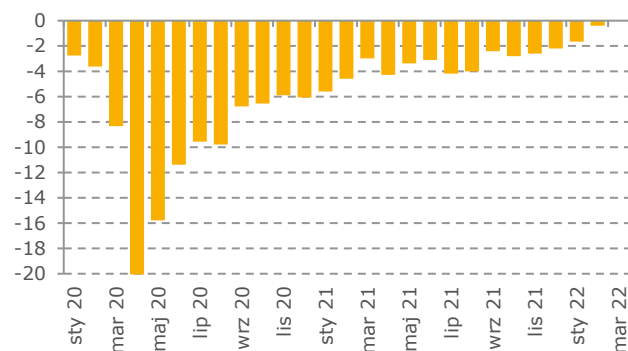
Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.klischcz@mbank.pl

Rynek paliw- FAQ

Kiedy popyt wróci do poziomu z 2019 roku?

W szczycie pandemii w kwietniu 2020 roku ubytek popytu sięgał 20 mb/d, a obecnie **odchylenie od referencyjnych poziomów z roku 2019 wynosi około 4 mb/d**. Według EIA pełne odbudowanie zapotrzebowania to perspektywa początku przyszłego roku. Podobnie wyglądają prognozy OPEC czy Rystad Energy. Różnice pojawiają się na poziomie rozkładu tego odbicia na poszczególnych kwartałach, bardziej optymistyczny scenariusz zakłada mocny przyrost już w 2Q'21, a te ostrożne (EIA) największych wzrostów oczekują pod koniec tego roku. Wiele będzie zależało od **tempa szczepień i znoszenia restrykcji**. Pojawiają się zapowiedzi znacznego zwiększenia podaży szczepionek, co mogłoby w krajach rozwiniętych zapewnić odporność stałą na jesieni tego roku, ale aktualne statystyki implikują znacznie wolniejsze tempo. W tym kontekście jako bazowy **przyjmujemy ten bardziej konserwatywny scenariusz kolejnej fali odbudowy popytu w drugim półroczu**.

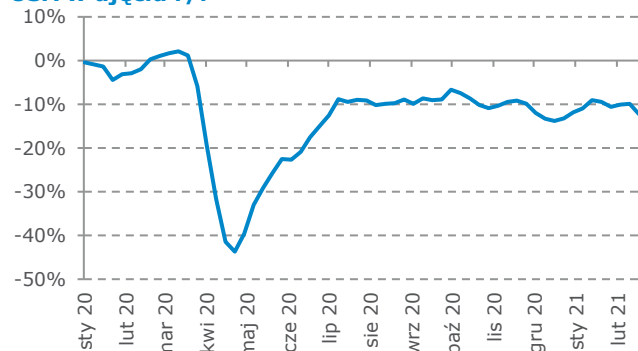
Zmiana popytu na ropę do roku referencyjnego 2019 (mb/d) - prognoza EIA



Źródło: EIA, mBank

Dane z **amerykańskiego rynku benzyny** wskazują, że nawet w okresach spowolnienia zachorowań/hospitalizacji i łagodzenia restrykcji, **dynamiki w ujęciu r/r pozostawały na poziomie -10%**. Trudno więc naszym zdaniem oczekiwać, że przed zaszczepieniem co najmniej 70% społeczeństwa, ruch samochodów osobowych powróci do poziomów sprzed pandemii. Wsparciem dla konsumpcji paliw na rynku amerykańskim będą na pewno zapowiadane pakiety stymulacyjne (w tym plan inwestycji infrastrukturalnych). Według pojawiających się szacunków rynkowych mogą one dołożyć nawet 0,5-0,6 mb/d, aczkolwiek ten wpływ będzie w pełni widoczny dopiero od przyszłego roku.

Krocząca miesięczna dynamika popytu na benzynę w USA w ujęciu r/r

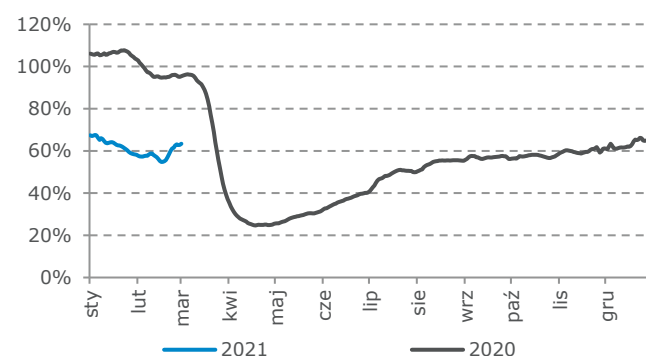


Źródło: EIA, mBank

Co z rynkiem JET?

Rynek JET przed pandemią sięgał około 7,9 mb/d (8% popytu na ropę), a rok 2020 w związku z załamaniem ruchu lotniczego (globalnie liczba lotów komercyjnych spadła o 40% r/r), przyniósł **ubytek zapotrzebowania o ponad 3 mb/d**. W tym roku odchylenie od referencyjnego roku 2019 może według aktualnych prognoz IEA sięgnąć -2,5 mb/d (brak znacznej poprawy to efekt utrzymujących się restrykcji oraz wysokiej bazy sty/lut'20). W roku 2021 w ujęciu YTD **nadal nie widać przełomu w liczbie lotów** (dane za flightradar24) i dynamika do referencyjnego 2019 roku oscyluje wokół -40% (dane globalne). W Europie sytuacja wygląda podobnie i analogiczne dynamiki sięgają -60% (zbliżone odczyty do 2H'20). Naszym zdaniem **ruch lotniczy będzie się odbudowywał znacznie wolniej niż transport lądowy**, nie tylko ze względu na większą zależność od zaawansowania szczepień, ale również z uwagi na oczekiwane **utrzymanie prewencyjnych środków ostrożności**, zmiany zwyczajów konsumenckich, **ograniczenie podróży biznesowych** (stanowią około 12% w sprzedanych biletach). Nie bez znaczenia będzie również fakt **nierównomiernego rozkładu postępu szczepień** (w Europie, USA poziom 75% zaszczepionych może być osiągnięty do końca tego roku, podczas gdy w Azji będzie to możliwe dopiero w drugiej połowie 2022 roku).

Liczba lotów komercyjnych jako % odczytów z roku 2019



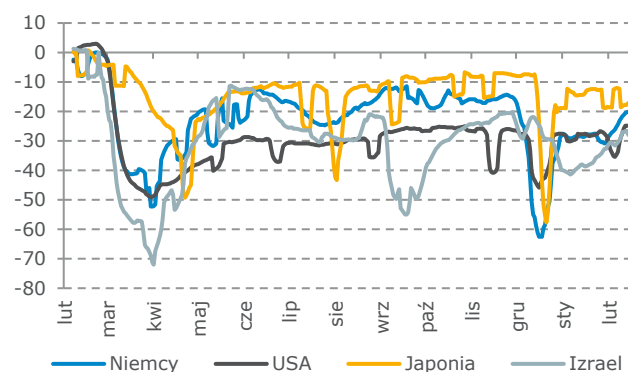
Źródło: flightradar24, mBank

Wpływ epidemii na strukturalne zmiany popytu

Według aktualnych szacunków (Upwork, Global Workplace Analytics) **w USA i Europie około 40% pracowników pracuje obecnie w trybie home-office**, a w Chinach ten odsetek sięga 20%. Ma to oczywiście wpływ na popyt na paliwa z uwagi na **wyeliminowanie zużycia na dojazdy do pracy (w USA generują one 28% popytu na benzynę ogółem- szacunki RBC)**. Nie można oczywiście zakładać, że te statystyki utrzymają się również po wdrożeniu programu szczepień i zniesieniu restrykcji, aczkolwiek na pewno powrotu 1:1 do sytuacji sprzed pandemii nie będzie. Bazowe scenariusze dla krajów rozwiniętych zakładają, iż odsetek pracy zdalnej będzie w kolejnych latach sięgał 20-30%, czyli będzie 2x wyższy niż przed COVID-19 (według International Labour Organization przed pandemią ten wskaźnik wynosił w ujęciu globalnym 8%), a **wariantem preferowanym w wielu korporacjach będzie opcja hybrydowa**. Zmiana ta będzie prawdopodobnie częściowo kompensowana z punktu widzenia popytu na paliwa przez **rezygnację części osób z komunikacji zbiorowej na rzecz własnych pojazdów** (jeśli globalnie 10% podróży komunikacją miejską zostałoby zastąpione indywidualnym transportem to implikowałoby to wzrost konsumpcji ropy o około 0,7 mb/d). Ostatecznie według IEA wpływ zmiany zwyczajów komunikacyjnych w

związku z pandemią może netto obniżyć popyt na paliwa o 0,25 mb/d. Skala tego odchylenia nie wydaje się więc istotna z punktu widzenia bilansu rynku. Pewnym przybliżeniem ubytku popytu z tytułu dojazdów do pracy może być niższy indeks mobilności Google'a. Obecnie odchylenia od referencyjnego roku 2019 sięgają w krajach rozwiniętych 20-30%, a w okresie letniego poluzowania restrykcji było to 10-15%. **Papierkiem lakmusowym potencjalnej normalizacji będą dane z Izraela**, gdzie proces szczepień jest najbardziej zaawansowany.

Indeks mobilności Google- kategoria „miejsca pracy”

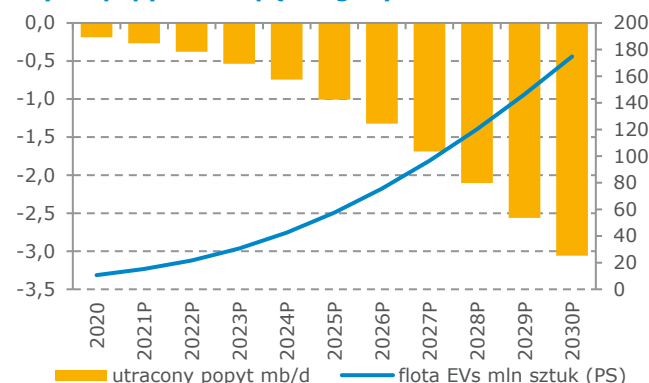


Źródło: mBank, Google

Jak rozwój EV obniży popyt na paliwa?

Według danych McKinsey&Co. w latach 2020-25 globalne nakłady koncernów samochodowych na rozwój modeli BEV podwoją się w stosunku do okresu 2014-19, a ich udział w capex wzrośnie z 15% do 30%. **W najbliższych latach koncerny mają wprowadzić aż 600 modeli** z napędem elektrycznym, co znacząco zwiększy ofertę dla konsumentów, którzy coraz częściej rozważają zakup takiego auta (wzrost zainteresowania o ponad 21% na przestrzeni ostatnich 3 lat). Rozwój tego segmentu będą też wspierać zaostrzające się regulacje dotyczące emisyjności, rozwój sieci stacji ładowania, spadek kosztów/wzrost wydajności baterii oraz kolejne systemy subsydiów. Nie są to oczywiście odkrywcze tezy, ale warto przełożyć to na prognozy zużycia paliw transportowych w perspektywie 2030 roku. Przedział dostępnych prognoz dotyczących floty samochodów EV w perspektywie 2025 roku jest dość szeroki (50-100 mln sztuk), ale **bardzo mocne dane sprzedażowe z 2020 roku** (+43% do >3 mln sztuk- w Niemczech EVs to ponad 20% rejestracji ogółem) mogą uprawdopodobniać te bardziej optymistyczne szacunki. Większość aktualnych analiz wskazuje, że każde 10 mln sztuk EVs implikuje ubytek popytu na paliwa rzędu 0,15-0,2 mb/d (oczywiście jest to funkcja założonego średniego spalania wypieranych pojazdów spalinowych, które będzie w dłuższym terminie spadać). W tym kontekście **rozwój aut elektrycznych może w perspektywie 2025 roku obniżyć zapotrzebowanie na paliwa o 1-2 mb/d**, a do roku 2030 może to być już nawet 3-4 mb/d (flota EV w prognozach 150-250 mln sztuk).

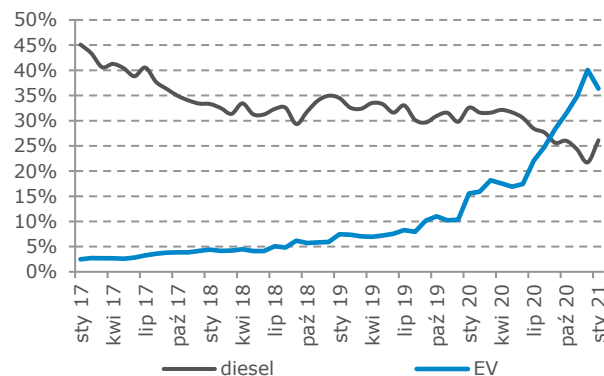
Prognoza floty samochodów EV i potencjalnego ubytku popytu na ropę z tego tytułu



Źródło: mBank, Rystad Energy, IEA, EV-volumes, BNEF, Carbon Tracker

Warto też w tym miejscu zwrócić uwagę, że udział Europy w sprzedaży samochodów elektrycznych ogółem przekracza 40%, co ma też strukturalne implikacje dla rynku paliw (42% z około 280 mln samochodów osobowych ogółem ma silnik diesla). Oczywiście w dłuższym terminie rozkład przyrostu floty EV będzie bardziej równomierny („elektryfikacja” bardziej benzynowych rynków w USA czy Azji), ale **w najbliższych latach presja na konsumpcję ON może być zauważalna** (szczególnie że obok wzrostu popytu na EV pojawiają się lokalne/krajowe regulacje dyskryminujące diesla). Dobrze obrazuje to poniższy wykres udziału **rejestracji samochodów z silnikiem diesla i EVs na rynku niemieckim**.

Udział samochodów elektrycznych i tych z silnikami diesla w rejestracjach ogółem w Niemczech



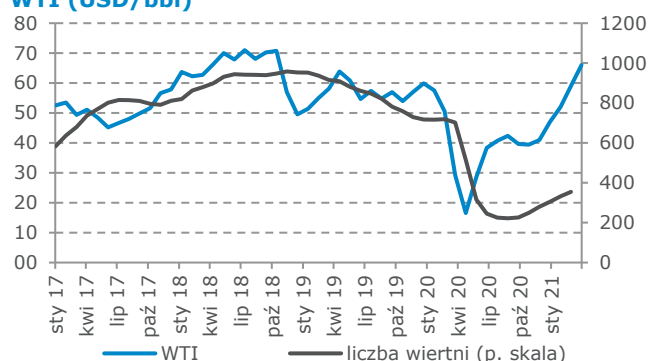
Źródło: mBank, Bloomberg

Czy i kiedy produkcja ropy w USA zacznie rosnać?

Załamanie cen ropy w okresie pandemii spowodowało nie tylko gwałtowne wstrzymanie bieżących inwestycji na niekonwencjonalnych złożach ropy w USA, ale również wpłynęło na całkowite przewartościowanie strategii sektora i skupienie na FCF, kosztem wolumenów produkcji. Wydawało się, że presja akcjonariuszy i instytucji finansujących na długi zamrozi wzrosty wydobycia, szczególnie że część firm nie przetrwała tego szoku (46 bankructw z zobowiązaniami rzędu 53 mld USD - dane Haynes&Boone). Szybkie odreagowanie cen ropy i ostatnie decyzje OPEC+ trochę zaburzą jednak ten obraz. Dane Baker Hughes wskazują już na wzrost aktywności wiertniczej i choć nadal nie pozwala to jeszcze na odwrócenie trendu na produkcji, to wydaje się że to kwestia czasu. Rystad Energy szacuje, że **przy średniej cenie WTI na poziomie 50 USD/Bbl przepływy z operacji w spółkach „łupkowych” wzrosną r/r o ~15 mld USD**, a

przy obecnych cenach na poziomie 66 USD/Bbl może być wygenerowane dodatkowe 20-24 mld USD. W takim otoczeniu, nawet jeśli operatorzy konserwatywnie zdecydują się tylko połowę z tej nadwyżki przeznaczyć na inwestycje to będzie to oznaczać **odbudowanie produkcji sprzed pandemii najpóźniej do końca 2022 roku**. Zwracamy uwagę, że obecnie liczba aktywnych wiertni wynosi ponad 350 sztuk, a biorąc pod uwagę spadek produkcji z istniejących odwiertów wymagane minimum do utrzymania produkcji to niecałe 400. Poniższy wykres oraz wcześniejsze szacunki dotyczące CF z operacji wskazują, że **powrót w okolice 600 aktywnych wiertni jest jak najbardziej możliwy, a to implikowałoby wzrost produkcji w USA o 1 mb/d w perspektywie roku**. Potwierdza to EIA, która w ostatnim raporcie podniosła swoje szacunki wydobycia w USA w 2022 roku z 11,5 mb/d do 12 mb/d.

Liczba aktywnych wiertni na złożach ropy na tle ceny WTI (USD/bbl)

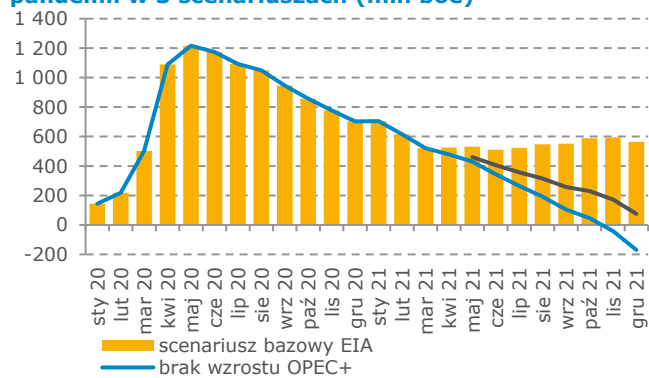


Źródło: mBank, Bloomberg, Baker Hughes, EIA

Jakie będą kolejne kroki OPEC+?

Decyzja OPEC+ o utrzymaniu limitów produkcji na kwiecień bez zmian (w tym dobrowolnego cięcia z Arabii Saudyjskiej) była zaskoczeniem w kontekście coraz bardziej optymistycznych prognoz dla popytu i skokowego wzrostu cen. Kluczowym parametrem, którym kieruje się kartel jest jednak **poziom zapasów i redukcja nadwyżki odłożonej na rynku w okresie pandemii**. Jak ilustrujemy na poniższym wykresie, dotychczas udało się skonsumentować połowę wzrostu zapasów surowca z marca-maja 2020 r. W scenariuszu bazowym EIA ten trend miałby się zatrzymać wraz ze stopniowym łagodzeniem cięć przez OPEC (założenie powrotu około 3 mb/d podaży do końca roku). Wiele wskazuje jednak na to, że **kartel będzie dążył do dalszej redukcji rezerw, nawet „kosztem” dalszych wzrostów cen ropy**, które mogą „obudzić” inwestycje na złożach łupkowych w USA.

Zagregowana zmiana zapasów ropy od wybuchu pandemii w 3 scenariuszach (mln boe)



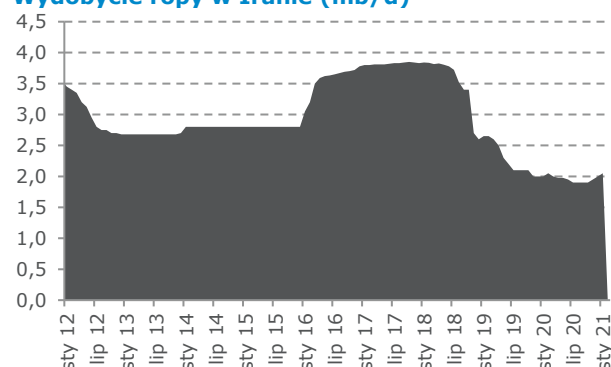
Źródło: mBank, Bloomberg, EIA

Powrót do poziomów sprzed pandemii będzie możliwy do końca roku, nawet jeśli założymy powrót wspomnianego 1 mb/d z Arabii Saudyjskiej już w maju (przy braku zmian w innych krajach OPEC). Skalę budowanego napięcia na rynku dodatkowo zwiększa fakt, że **duża część zapasów surowca na przestrzeni ostatniego roku została skupiona przez chińską rezerwę strategiczną** (wg. Rystad Energy od marca 2020 r. zapasy w Chinach wzrosły o 400 mb). Oznacza to, że dostępność do tych barytek jest bardzo ograniczona i faktyczny bilans popytowo-podażowy jest bardziej napięty niż wskazują oficjalne statystyki. Tymczasem brak reakcji ze strony OPEC+ może oznaczać, że **bieżący deficyt na rynku w perspektywie czerwca może już sięgać 3 mb/d**.

Zniesienie sankcji na Iran coraz bardziej realne

W związku ze zmianą administracji amerykańskiej powrócił temat sankcji na eksport ropy irańskiej, choć na razie brakuje oficjalnych deklaracji w tej sprawie. Rozpoczęło się już jednak **sondowanie możliwych rozwiązań**, a emisariuszem we wstępnych negocjacjach z Iranem jest Irlandia. Oczywiście od inicjacji rozmów do finalnej decyzji może minąć dużo czasu, ale sam fakt złagodzenia stanowiska USA może generować stopniowy wzrost sprzedaży ropy irańskiej do Azji. **Indie czy Chiny mogą odważnie kontraktować dostawy z Iranu**, licząc że amerykańska administracja będzie przyzywać oko na łamanie restrykcji w tej sytuacji. Według rynkowych spekulacji Iran już rozpoczął sondowanie kilku „starych” klientów azjatyckich w kwestii potencjalnych dostaw. Aktualne **wolne moce produkcyjne w Iranie sięgają około 1,6 mb/d**, a pełne przywrócenie eksportu sprzed sankcji może zająć po finalnej decyzji USA około 6-12 miesięcy. Zwracamy uwagę, że takie wydarzenie oprócz negatywnych implikacji dla cen ropy, miałoby także **wpływ na rozszerzenie dyferencjału na ropach ciężkich** (m.in. Ural/Brent).

Wydobycie ropy w Iranie (mb/d)

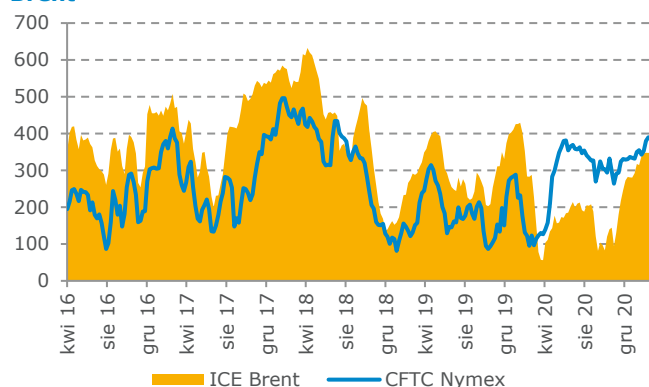


Źródło: mBank, EIA

Trendy na pozycjach spekulacyjnych

Po okresowym załamaniu sentymentu na rynku ropy, nastroje mierzone liczbą spekulacyjnych pozycji praktycznie **powróciły już w rejonach sprzed pandemii**, podobnie reszta jak ceny surowca. Nie są to jeszcze poziomy ekstremalnego optymizmu, ale jak ilustruje poniższy wykres **znajdujemy się blisko lokalnych maksimów notowanych w ostatnich 5 latach**, zarówno w przypadku Brent jak i WTI.

Spekulacyjne pozycje netto na kontraktach na WTI i Brent

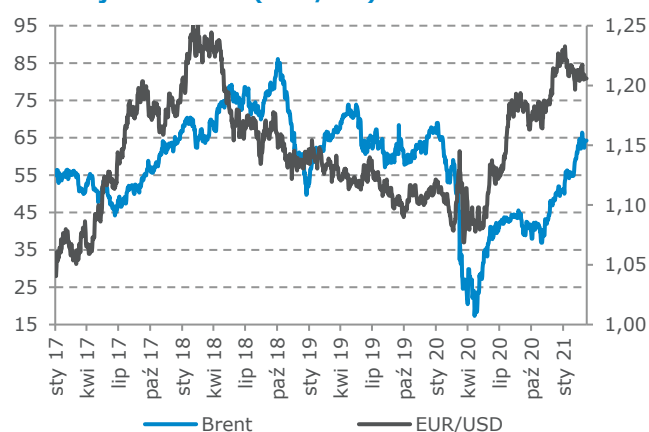


Źródło: Bloomberg, mBank

Deprecjacja dolara dodatkowym wsparciem

Przy analizie tendencji cenowych na ropie naftowej nie sposób pominąć rynku walutowego, który w tym roku jest mocnym wsparciem notowań surowców. **Oslabienie dolara poprawia siłę zakupową konsumentów** spoza USA i neutralizuje negatywny wpływ droższej ropy na wzrost gospodarczy. Obecnie ten trend nieco osłabł i rynek zaczął wyceniać różnice potencjału wzrostu pomiędzy USA i strefą EUR. W średnim i dłuższym terminie, wraz z przyspieszeniem szczepień w Europie oraz startu wydatkowania pakietu Next Generation, dolar może jednak znów zacząć się osłabiać do EUR (zakładając, że inflacja będzie pod kontrolą). Takie **otoczenie na rynku walutowym nie powinno „szkodzić” cenom ropy**.

Korelacja cen Brent (USD/bbl) i kursu dolara



Źródło: Bloomberg

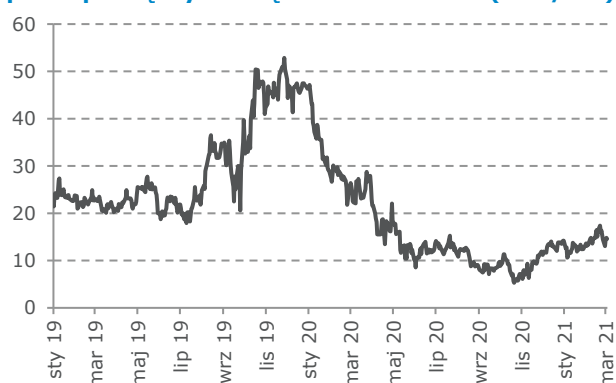
Effekt IMO - ktokolwiek widział, ktokolwiek wie

Wprowadzenie nowych restrykcji dotyczących zawartości siarki w paliwie bunkrowym miało być jednym z głównych wydarzeń na rynku rafineryjnym w 2020 roku. Dyrektywa IMO miała wygenerować dodatkowy popyt na średnie destylaty (wzrost marży) i znacznie pogorszyć rentowność na HSFO (rynek paliwa do statków to około 4 mb/d, z czego około 2 mb/d HSFO 3,5% miało być zastąpione w krótkim czasie przez paliwa o zawartości siarki poniżej 0,5%). W efekcie miały też się rozszerzyć dyskonta na kwaśnych gatunkach ropy. Poniżej w punktach wyjaśniamy dlaczego te prognozy się nie zrealizowały:

- **Spadek CUR w rafineriach vs stabilny popyt na paliwo bunkrowe:** Pandemia COVID wywołała tąpnięcie na popycie na paliwa transportowe, co znacznie obniżyło wykorzystanie mocy przerobowych w rafineriach. Tymczasem po okresowym spadku, transport morski w 2020 r. utrzymał się na poziomach 2019 roku (popyt na paliwo bunkrowe tylko -0,2 mb/d r/r, a przeładunki w 25 największych portach wzrosły r/r o 0,5%). W efekcie na rynku pojawił się deficyt HSFO.
- **Obniżenie wydobycia ropy ciężkiej:** Kraje OPEC+ dostosowując wydobycie do niższego zapotrzebowania na ropę, ograniczyły przede wszystkim podaż ciężkich gatunków ropy, co poprzez mniejszą ich dostępność zawężyło dyskonta cenowe.
- **Zwiększenie popytu ze strony energetyki:** Bardziej mroźna zima i znaczny wzrost cen LNG wpłynął korzystnie na atrakcyjność HSFO w sektorze energetyki (w tym dodatkowy popyt w Arabii Saudyjskiej).
- **Wyższa penetracja skruberów:** Jednym z rozwiązań na spełnienie nowych norm IMO jest instalowanie na statku skrubera (instalacja do oczyszczania spalin z siarki). W 2020 roku już 18% statków było wyposażonych w taki system, co umożliwiło im spalanie w 100% HSFO. Na koniec tego roku potencjał popytowy takich jednostek ma sięgać 1 mb/d (pierwotnie OPEC szacował tylko 0,6 mb/d).
- **Mniejszy popyt na diesla na blending:** Oprócz faktu załamania popytu na diesla ze strony transportu, rozczarowaniem było niższe zapotrzebowanie na „czyste” paliwo bunkrowe (MFO), gdyż większą popularność zdobył VSLFO (olej opałowy z niską zawartością siarki produkowany w rafineriach ze słodkich gatunków ropy lub z odsiarczonego HSFO). Obecnie stanowi on 70% rynku nisko siarkowego paliwa bunkrowego, ale pojawiają się zarzuty dotyczące różnych parametrów tej mieszanki, szczególnie że nie jest to paliwo jednorodne w ujęciu globalnym.

W naszej opinii efekt IMO, w postaci jakiej oczekiwano jeszcze rok temu, raczej się nie pojawi. Oczekiwaliśmy jednak, że **spread diesel-HSFO będzie w kolejnych miesiącach się odbudowywał powyżej 20 USD/Bbl** i kwestia kompleksowości rafinerii będzie nabierała coraz większego znaczenia. Główne katalizatory wspierające taki scenariusz to: 1) **wzrost cen ropy** (spadek atrakcyjności cenowej HSFO w segmencie opałowym), 2) **zwiększenie CUR w rafineriach** (więcej HSFO bez adekwatnego wzrostu popytu), 3) **wątpliwości wokół VSLFO** (wpływ na awaryjność, jakość paliwa w poszczególnych portach), 4) **obniżenie tempa instalacji skruberów** (wydłużenie okresu zwrotu przy obecnych relacjach cen).

Spread pomiędzy marżą na dieslu i HSFO (USD/Bbl)

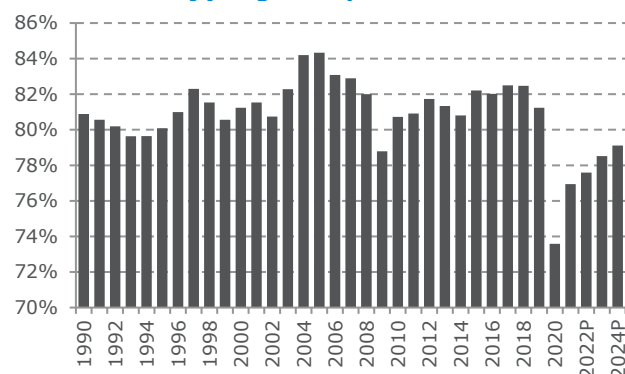


Źródło: mBank, Bloomberg

Bilans mocy w rafineriach

Okres wysokich marż przerobowych w latach 2015-19 i optymistyczne odczyty wzrostu popytu na paliwa znalazły odzwierciedlenie w **wysypie nowych projektów inwestycyjnych**. W latach 2019-20 uruchomiono nowe instalacje o potencjale ~3 mb/d, a **w kolejnych 5 latach zaplanowano kolejne 5-7 mb/d**. Oczywiście w efekcie pandemii część z tych projektów (tych planowanych na lata 2024-25) zapewne będzie odłożona w czasie, ale znaczna część z tej puli znajduje się już w fazie budowy (uruchomienie 2,5 mb/d w okresie 2021-22).

Szacowana utylizacja mocy przerobowych w rafineriach w ujęciu globalnym



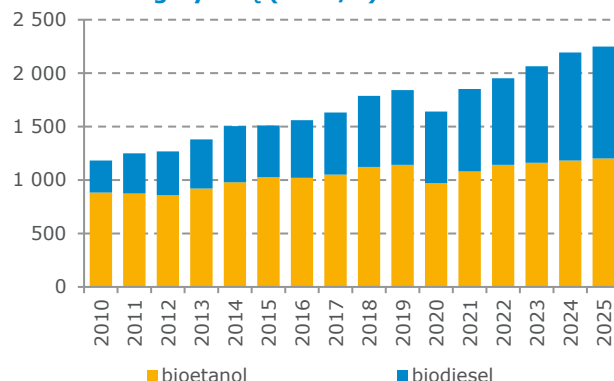
Źródło: mBank, BP, Bloomberg, OPEC

Dla pełnego obrazu należy oczywiście uwzględnić **planowane wyłączenia mocy**, które według dotychczasowych deklaracji w okresie 2020-23 mogą sięgnąć 2 mb/d. Uwzględniając prognozy wzrostu popytu nadal jednak **powrót wskaźników utylizacji mocy w sektorze do poziomów z 2019 roku nie będzie możliwy w perspektywie 2025 roku**. Będzie to miało oczywiście swoje konsekwencje w poziomie możliwych do uzyskania marż przerobowych.

Segment biopaliw - efekt wypierania

W kontekście bilansu na rynku paliw warto pamiętać o systematycznym **wypieraniu produkcji rafineryjnej przez segment biopaliw**. Nie jest to oczywiście skala do zauważenia na przestrzeni roku, ale w perspektywie 5-10 lat, podobnie jak w przypadku samochodów elektrycznych, należy brać ten czynnik pod uwagę. Poniżej prezentujemy nasze szacunki dotyczące podaży biopaliw oparte na już ogłoszonych projektach inwestycyjnych (głównie USA), ale nie można wykluczyć przyspieszenia w tym obszarze (nowe regulacje dotyczące standardów emisji paliw w USA i UE, ostatnie deklaracje poszczególnych spółek europejskich). W bazowym scenariuszu **produkcja odnawialnych paliw w perspektywie 2025 roku wzrośnie o około 0,6 mb/d**.

Prognozy produkcji biopaliw w przeliczeniu na wartość energetyczną (kboe/d)



Źródło: mBank, EIA, Neste, Biodiesel Magazine

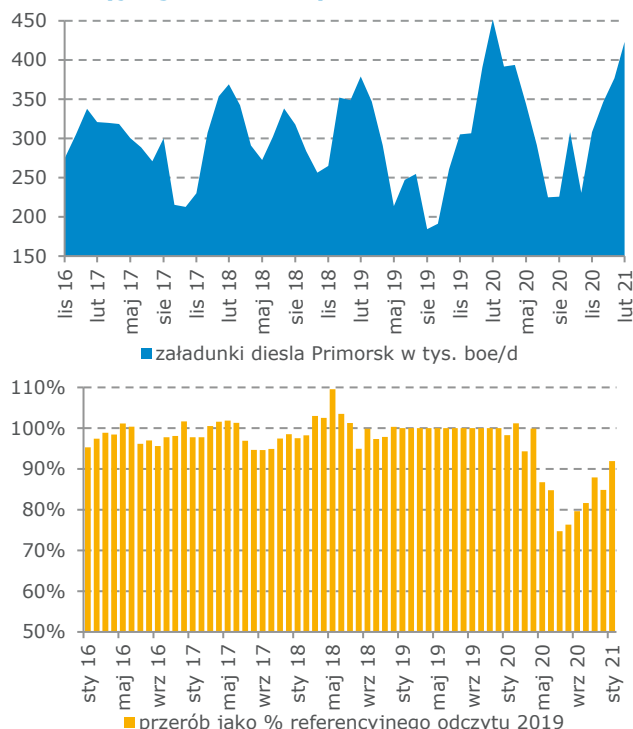
Technologie wodorowe, a sektor rafineryjny

Kwestia coraz ambitniejszych wymogów udziału biopaliw w sprzedaży paliw ogółem (np. implementacja dyrektywy REDII w Europie) przy technicznym/regulacyjnym ograniczeniu możliwości blendowania biostrów/bioetanolu rodzi dodatkowe wyzwania przed sektorem rafineryjnym. Jedną z opcji zwiększania odnawialnych źródeł energii w bilansie spółek paliwowych jest wprowadzanie na instalacje „zielonego” wodoru zamiast wytwarzania w ramach reformingu gazu ziemnego. Oczywiście obecnie ta technologia nie jest opłacalna, ale KE i USA wspierają rozwój technologii wodorowych, gdyż jest to jeden z nieodzownych elementów realizacji idea gospodarki zeroemisyjnej. Na razie mówimy o projektach pilotażowych, które są finansowane z dotacji, a dodatkowo otrzymują dopłaty do kosztów operacyjnych. Docelowo (w perspektywie 10 lat) inwestycje w elektrolizery zasilane energią słoneczną/wiatrową mogą stać się jednak istotnym obciążeniem na poziomie regulacyjnych nakładów dostosowawczych (podobnie jak instalacje odsiarczania w przeszłości), które nie wygenerują istotnego dodatkowego strumienia EBITDA. Skalę potencjalnych wyzwań można próbować przybliżyć obecną produkcją wodoru w poszczególnych spółkach. Na tej podstawie szacujemy, że do zastąpienia 100% szarego wodoru Lotos musiałby podstawić elektrolizery o mocy ~1 GW, MOL ~1,0-1,2 GW, a Orlen 1,6-1,9 GW (bez uwzględniania ewentualnej budowy HC w Możejkach, który zwiększyłby pobór wodoru w Grupie). Obecnie koszt budowy 1MW sięga około 0,7 mln EUR, ale w kolejnych latach ten parametr powinien systematycznie spadać wraz z rozwojem technologii i efektami skali. Nie można też wykluczyć, że zanim technologia zielonego wodoru będzie się bronić rynkowo koncerny zdecydują się na inwestycje w „niebieski” wódór, czyli technologie CCS czyli wychwytywania i składowania CO₂ (element ogłoszonej niedawno strategii MOL). Kontynuacja wzrostowego trendu na cenach CO₂ powinna temu dodatkowo sprzyjać.

Aktywność rosyjskich rafinerii

Rafinerie rosyjskie **na tle Europy znacznie szybciej wracają do utylizacji sprzed pandemii**, a obecnie odchylenie od referencyjnego poziomu z 2019 roku sięga zaledwie kilku %. Przy wolno odradzającym się popycie może to **negatywnie wpływać na poziom cracków na dieslu** w regionie, co ilustruje poniższy wykres przedstawiający załadunkowe plany eksportowe dla tego paliwa w porcie w Primorsku.

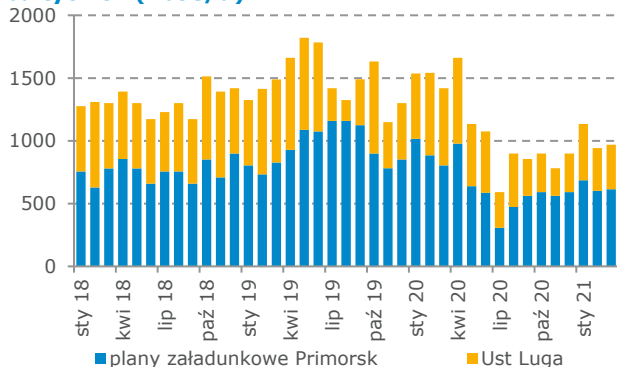
Plany załadunkowe dla diesla w Primorsku na tle przerobu rafinerii rosyjskich (odniesienie do referencyjnego roku 2019)



Źródło: Bloomberg, Ministerstwo Energetyki Rosji, opracowanie mBanku

Dodatkowym problemem dla regionalnych rafinerii jest też fakt, iż Rosja przyjęła strategię **zwiększania przerobu w lokalnych rafineriach, kosztem eksportu surowca**. Wyższe wydobycie nie przekłada się na zwiększenie dostępności ropy Ural na Bałtyku, co obniża dyskonto cenowe na tej mieszance.

Plany załadunkowe dla ropy Ural w portach bałtyckich (kboe/d)



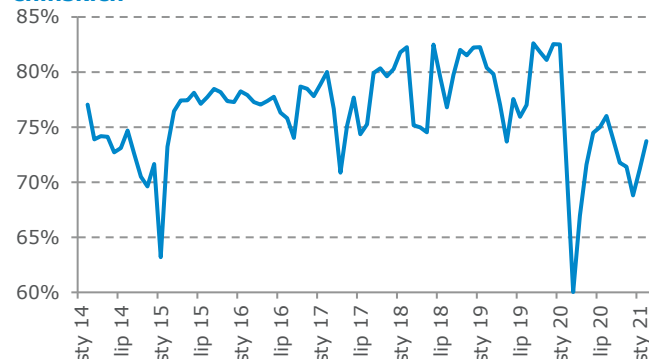
Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Perspektywa wzrostu podaży paliw z Chin

Rok 2020 przerwał trend wzrostu eksportu paliw z chińskich rafinerii (głównie diesla), choć potencjał produkcyjny sektora systematycznie rośnie (+0,8 mb/d w 2019 i kolejne +0,8 mb/d w 2021 roku). Była to oczywiście pochodna wysokich zapasów w regionie i załamania popytu, a co za tym idzie bardzo niskich marż, które nie zapewniały rentowności. Otoczenie będzie się poprawiać stopniowo i zapewne nie można oczekiwać, iż chińskie rafinerie zaleją w najbliższych miesiącach rynek swoimi produktami, niemniej jednak to rafineryjne „**spare capacity**” (aktualne wykorzystanie mocy poniżej 75%, jeszcze bez uruchomienia

wspomnianych 2 nowych instalacji) **będzie naszym zdaniem skutecznie hamować wzrosty cracków produktowych**.

Utylizacja mocy w państwowych rafineriach chińskich



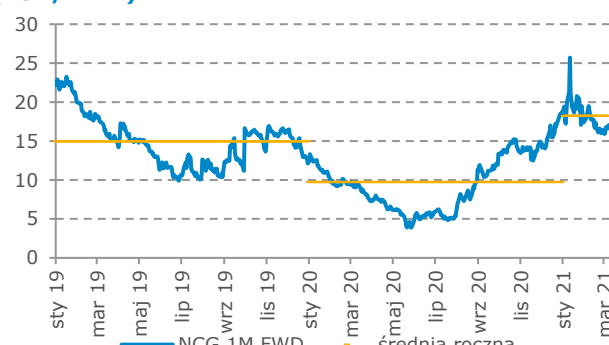
Źródło: Bloomberg

Koszty gazu kolejnym problemem sektora

Wyższe **cen**y ropy **uderzają bezpośrednio w marżę rafinerii z uwagi na zużycia własne** w procesie, które można szacować na poziomie 6% przerobu. Bazując na ubiegłorocznych wolumenach i różnicy w średniej cenie HSFO (2020 vs 2021YTD) można szacować, że wzrost kosztów z tego tytułu w tym roku może sięgać **80 mln USD w Lotosie, 140 mln USD w MOL-u i 230 mln USD w Orlenie**. Oczywiście ten aspekt jest już uwzględniany w założeniach dla modelowej marży, ale te kalkulacje obrazują skalę luki jaka jest do zasypania przez cracki produktowe.

Nie mniej ważna jest jednak kwestia gazu, który jest w coraz większym stopniu wykorzystywany zarówno w celach energetycznych jak i piecach technologicznych. **Po 2 latach niskich cen, ostatnie miesiące przyniosły zdecydowane odbicie** (mroźna zima, spadek zapasów, fuel switching), co będzie ciążyć po stronie kosztowej. Porównanie średnich notowań 1M FWD z roku 2020 (10 EUR/MWh) z odczytami YTD (18 EUR/MWh) wskazuje na **inflację kosztów r/r rzędu 100-120 mln USD za każde 1 mld m³ zużycia rocznie**, przy następującej konsumpcji dla poszczególnych koncernów: Lotos ~ 0,6 mld m³, MOL ~ 0,5 mld m³, a Orlen ~ 3,2 mld m³ (w tym Anwil 0,5 mld m³). **W przypadku Lotosu i MOL ta ekspozycja jest neutralizowana przez segment wydobycia**, ale w przypadku PKN będzie to bardzo odczuwalne na poziomie skonsolidowanego strumienia EBITDA. Nawet jeśli założymy, że część tych kosztów będzie przeniesiona w cenach produktów (nawozy w Anwilu) to **negatywny wpływ w Orlenie może sięgnąć >1 mld PLN** (przy założeniu utrzymania bieżących cen gazu do końca roku).

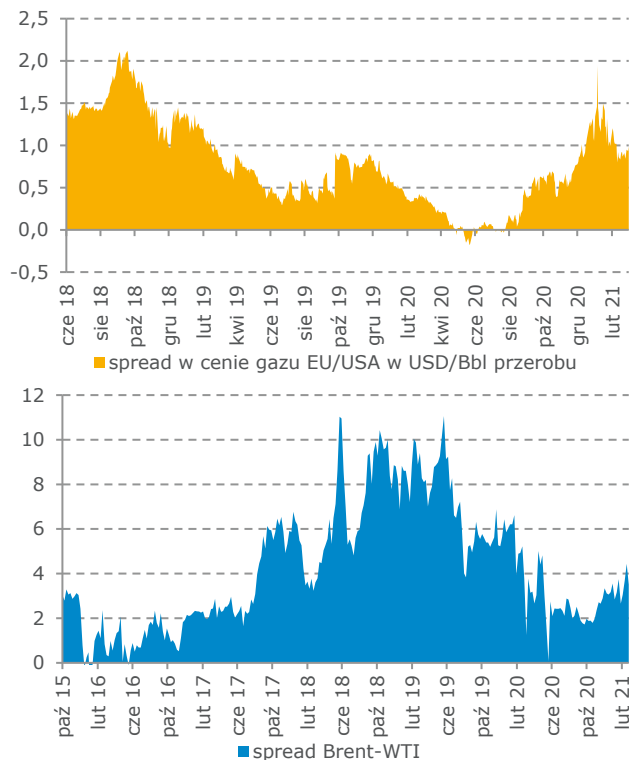
Cena gazu w kontraktach miesięcznych NCG (EUR/MWh)



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Jeśli chodzi natomiast o **porównanie gazowego obciążenia kosztowego na tle rafinerii z USA**, to po „korzystniejszym” okresie 2019-20, wróciliśmy do wieloletniej średniej na poziomie 1 USD/bbl (patrz wykres poniżej). Oznacza to **spadek konkurencyjności cenowej producentów europejskich** w relacji do ubiegłego roku. Sytuacji pod tym względem nie poprawia również **znów rozzszerzający się spread Brent/WTI**. W tym kontekście w rafineriach amerykańskich wskaźnik wykorzystania mocy może odbudowywać się znacznie szybciej niż w Europie.

Przewaga rafinerii amerykańskich nad europejskimi w koszcie gazu w USD/baryłkę przerobu oraz spread Brent/WTI



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Wysokie ceny CO2 a sektor rafinerijny

Na wysoką ekspozycję spółek paliwowych na ceny CO2 wskazywaliśmy wielokrotnie w naszych raportach analitycznych, a kwestia ta nabiera coraz większego znaczenia w kontekście skokowego wzrostu cen uprawnień. Poniżej prezentujemy kluczowe dane dla poszczególnych spółek, z których wynika że **największą wrażliwość na ceny CO2 ma PKN Orlen**, co wynika z relatywnie największej luki w pokryciu emisji darmowymi uprawnieniami, jak i faktu **niższych jednostkowych kosztów w roku 2020** (pozytywny efekt prowadzonej polityki zabezpieczeń- efektywny koszt zakupu uprawnień wynosił <20 EUR/t wobec średniej rynkowej ceny 25 EUR/t). W naszych niższych wycenach przyjęliśmy także założenie, iż darmowe alokacje w okresie 2021-30 będą o około 15% niższe niż w poprzednich latach (efekt obniżonych benchmarków emisyjności). Nasze szacunki wskazują, że **przy obecnych cenach uprawnień wzrost kosztów CO2 w relacji do roku bazowego 2020 może sięgać 15 mln EUR w przypadku Lotosu, 40 mln EUR rocznie w MOL-u i aż 250 mln EUR w przypadku Orlenu**. Oczywiście nie mówimy tutaj o jednorazowym uderzeniu w wynikach tegorocznych (efekt polityki zabezpieczeń), ale o skali zagrożenia w perspektywie 1-3 lat. Jeśli chodzi o Orlen to warto w tym miejscu zaznaczyć, że **wpływ netto będzie**

obniżony przez częściowe odzwierciedlenie wyższych notowań CO2 w cenach energii (zarówno w gazowych CCGT, jak i odnawialnych źródłach Energi). Nadal jednak skala **wzrostu kosztów na poziomie Grupy może sięgnąć 0,7-0,9 mld PLN**. Te kalkulacje zakładają ceny certyfikatów na poziomie 40 EUR/t, a tymczasem rynek się nie zatrzymuje, a rynkowe prognozy na 2030 rok oscylują w przedziale 50-100 EUR/t. W naszym modelu zakładamy póki co bardziej konserwatywny scenariusz, ale bieżące trendy wskazują na ryzyka in-minus.

Średnia roczna emisja CO2 (grupa kapitałowa), średni darmowy przydział na lata 2018-20 i szacunkowe roczne koszty zakupu uprawnień w 2020 r. i przy cenach 40 EUR/t*

	LTS	MOL	PKN**
emisja CO2 (mln ton)	2,0	6,1	15,9
darmowe przydziały 2020 (mln ton)	1,5	4,6	7,6
koszt w 2020 mln EUR	16	49	125
koszt @40 EUR/t i nowej alokacji mln EUR	31	88	378

*szacunki uwzględniają już mniejszą darmową alokację w latach 2021-30 (-15%)

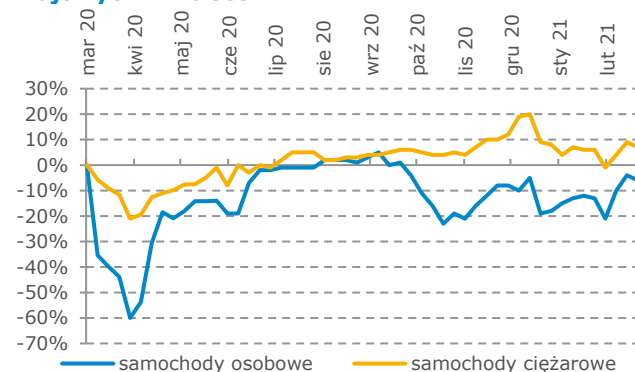
**bez Energi, koszty nie uwzględniają księgowych ruchów na rezerwach w 2020 roku (382 mln PLN rozwiązanej rezerwy- koszty przesunięte na 2021)

Źródło: Spółki, opracowanie mBanku

Lokalne trendy popytowe

Wpływ COVID-19 na konsumpcję paliw w regionie CEE jest bardzo zbliżony do modelowego obrazu dla całej Europy. W okresie wzmoczonych restrykcji epidemiologicznych **ruch samochodów osobowych odchyła się od referencyjnego poziomu z roku 2019 o 10-20%**. W przypadku samochodów ciężarowych po chwilowym tąpnięciu na początku pandemii, w kolejnych miesiącach sytuacja wróciła do normy, a obecnie notujemy już dodatnie dynamiki. Zakładamy, że w przypadku aut osobowych ruch odbuduje się do poziomów 2019 bliżej końca tego roku wraz z zaawansowaniem procesu szczepień.

Dynamiki roczne dla ruchu pojazdów na drogach krajowych w Polsce



Źródło: GDDKiA, opracowanie mBanku

Rekordowe marże detaliczne- do utrzymania?

W okresie pandemii **segment stacji benzynowych okazał się jednym z bardziej odpornych na zawirowania obszarów**, a w przypadku MOL-a i PKN-u zanotowaliśmy wzrost EBITDA r/r, pomimo wymagającej już bazy odniesienia z 2019 roku. Z jednej strony sieci zanotowały **ujemne dynamiki na marży pozapaliwowej** (zamknięte strefy gastro/usługi, mniejszy ruch, okresy lockdown'ów) i spadek wolumenów (~-10%), ale zostało to z nawiązką skompensowane przez **wyższe jednostkowe marże na paliwach**.

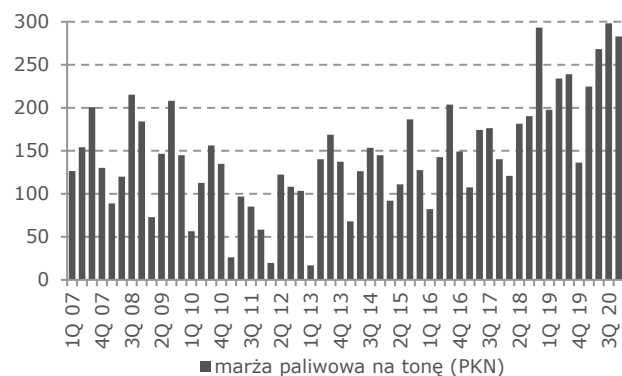
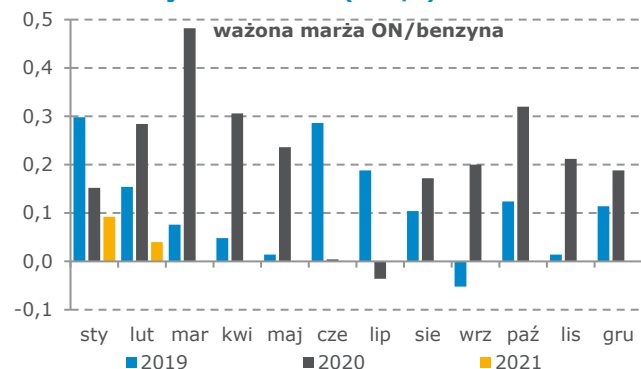
Uprozczone porównanie rentowności segmentów stacji benzynowych w EUR/t (udział w EBITDA Grupy w roku 2020)

EUR/t	2015	2016	2017	2018	2019	2020	EBITDA
Lotos	24,0	29,6	27,9	33,9	47,4	42,5	11%
MOL	51,8	65,3	69,9	81,3	87,1	101,5	25%
PKN Orlen	46,6	51,3	54,6	69,1	72,7	83,8	40%

Źródło: Spółki, opracowanie mBank

Na poniższych wykresach obrazujemy skalę zjawiska wzrostu marż na przykładzie rynku polskiego. Według danych POPIHN **średnia marża detaliczna na stacjach (40% benzyna/60% diesel) wzrosła w 2020 roku do 21 groszy/litr z 11 gr/litr w 2019** (średnia 2016/19 również 11 groszy/litr). Przy strukturalnym spadku wolumenów **konkurencja cenowa praktycznie zamarła**, a dodatkowo ekspansję marży ułatwił spadek cen ropy. W scenariuszu systematycznej odbudowy wolumenów **zakładamy pojawienie się presji na marżę** i jej powrót w okolice sprzed pandemii, szczególnie w kontekście dużo **wyższych nominalnych cen ropy**. Dane POPIHN za pierwsze miesiące tego roku zdają się potwierdzać te tezy, aczkolwiek kluczowy dla wyników będzie okres wiosenno-letni. Oczywiście wraz z powrotem „normalnego” ruchu drogowego **odbijać powinny przychody pozapaliwowe** (myjnia, kawa/gastro), choć nie można wykluczyć że część popytu „sklepowego” powróci do tradycyjnych placówek. Zwracamy jednak uwagę, że sprzedaż pozapaliwowa generuje około 30% marży ogółem, więc **utrzymanie wyniku EBITDA w detalu w tym roku będzie dużym wyzwaniem**.

Marża detaliczna w Polsce w PLN/litr (40% benzyna, 60% diesel) na tle szacunkowej marży paliwowej zrealizowanej w PKN Orlen (PLN/t)

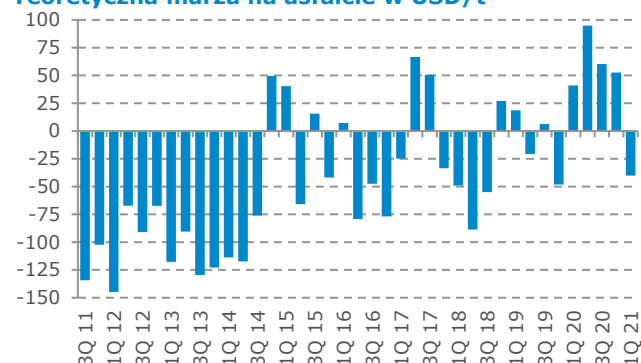


Źródło: POPIHN, PKN Orlen, opracowanie mBank

Droga ropa vs marże na produktach niszowych

W 2020 roku w otoczeniu bardzo taniej ropy znacząco poprawiła się modelowa rentowność na niszowych produktach rafinacji jak asfalty czy oleje bazowe. **Ceny w tych kategoriach nie są automatycznie indeksowane do surowca**, co oczywiście w obecnych realiach rynkowych będzie z kolei działało niekorzystnie na rentowność. Na poniższym wykresie prezentujemy poglądową marżę na sprzedaży asfaltów w Polsce. Jeśli założymy powrót rentowności do średniej z lata 2015-19 to **modelowy ubytek marży w poszczególnych spółkach w relacji do bardzo dobrego 2020 roku** wyglądałby następująco: **Lotos 60 mln USD (0,75 mt), MOL 45 mln USD (0,55 mt) i PKN 130 mln USD (1,6 mt)**. Oczywiście asfalty „wpadają” w kategorię produktów ciężkich przy kalkulacji modelowej marży rafineryjnej i częściowo te zmiany są już uwzględniane na poziomie HSFO. Niemniej jednak z/w na specyfikę kwotowania cen na rynku asfaltów takie podejście nie uwzględni w pełni zmiany rentowności.

Teoretyczna marża na asfalcie w USD/t*

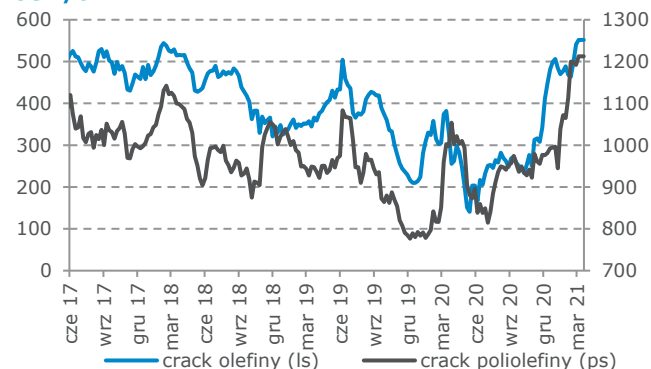


*spread pomiędzy średnią ceną Orlen Asphalt a notowaniami Brent
Źródło: Orlen Asphalt, Bloomberg, opracowanie mBank

„Tajemnica” wysokich marż w petrochemii

Bardzo mocny wzrost marż petrochemicznych na przełomie roku (zarówno monomerowych jak i poliolefin) jest dużym zaskoczeniem. Warto w tym miejscu zwrócić uwagę, że mocne wzrosty na etylenie/propylenie/PE/PP przenoszą się także na substytucyjne rynki (rekordowe marże PVC-również napędzane ograniczeniami podaży). Wysokie odczyty są coraz częściej ekstrapolowane na kolejne okresy, ale **naszym zdaniem taki optymizm nie jest uzasadniony** i poniżej przedstawiamy argumenty za naszym konserwatywnym scenariuszem dla rentowności w sektorze.

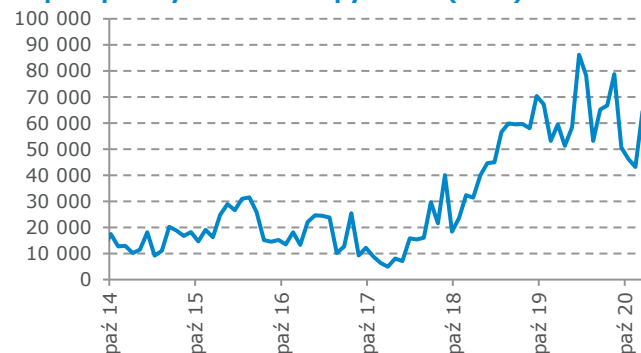
Europejskie modelowe marże petrochemiczne w USD/t



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBank

- **Wzrost popytu** – epidemia wpłynęła na nieoczekiwany wzrost popytu ze strony segmentu opakowań jednorazowych (m.in. jedzenie na wynos), środków higieny (opakowania) oraz materiałów medycznych, co skompensowało w dużym stopniu ubytki zapotrzebowania ze strony sektorów dotkniętych COVID-19. Widać to nie tylko na olefinach, ale również innych frakcjach, np. benzenie (polistyren opakowaniowy). Jeszcze w maju 2020 LyondellBasell przewidywał spadnięcie popytu na polietylen o 15% z uwagi na załamanie sprzedaży samochodów i sprzętu RTV/AGD, a tymczasem dzięki dodatkowemu zapotrzebowaniu wygenerowanemu przez wirusa i ostatecznie mniejszej zapasności w innych segmentach, cały 2020 rok zamknął się wzrostem rzędu 1,5%. W kontekście kolejnych okresów właściwe jest pytanie, czy w pozytywnym scenariuszu zakończenia lockdown'ów (zakończenie procesu szczepień, powrót do „normalności” w gastronomii) pojawi się inkrementalny popyt na plastiki, szczególnie że na okres COVID-19 tymczasowo zamrożono dyskusję na temat recyklingu i w wielu krajach zawieszono restrykcje wykorzystania jednorazowych torebek PE. Pojawiające się na rynku prognozy na 2021 mówią o niskim jednocyfrowym wzroście popytu na PE, ale czynnikiem wspierającym może być odbudowa zapasów.
- **Ograniczenia podażowe** – Istotnym czynnikiem zacieśniającym bilans na rynku tworzyw w ostatnich miesiącach była kumulacja nieplanowanych postojów produkcyjnych. Najpierw w 3Q'20 huragan Laura okresowo wstrzymał produkcję w największych krakerach parowych w rejonie Zatoki Meksykańskiej (spadek wolumenów w USA o 15%), a tegoroczna fala mrozów wyłączyła na 3-4 tygodnie większość instalacji PE/PP w Teksasie (12/7 mt rocznej produkcji czyli 10%/8% globalnych mocy). Powrót do pełnego wykorzystania tych mocy oczekiwany jest w kwietniu. Dodatkowo nałożyły się na to wzmożone planowe przestoje remontowe przekładane z roku 2020 (profilaktyczne ograniczenie dostępu zewnętrznych firm serwisowych do instalacji, ograniczenia w mobilności). W efekcie w 1Q'2021 **globalne wyłączenia mocy 2-krotnie przekraczają poziom z ubiegłego roku i 3-krotnie standard z lat poprzednich**. Doprowadziło to do znacznego uszczuplenia zapasów, szczególnie na rynku europejskim, który w dużym stopniu opiera się na imporcie z USA. Szczegółowe dane za pierwsze miesiące 2021 r. nie są jeszcze dostępne, ale skalę niedoborów może ilustrować poniższy wykres z importem PE z USA do Europy w 2020 roku.

Import polietylenu do Europy z USA (tona)

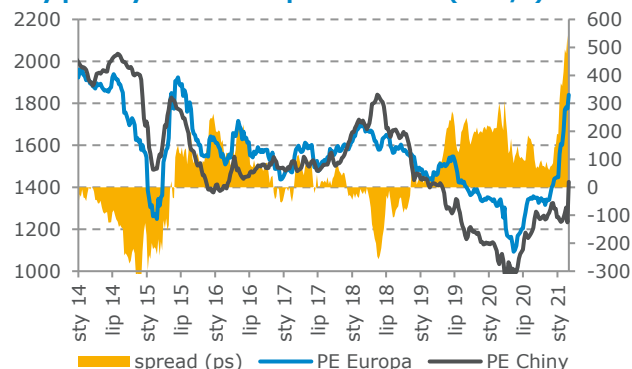


Źródło: Eurostat, opracowanie mBank

Wspomniane napięcie popytowo-podażowe w Europie jest największe (nieplanowane awarie wyłączyły na kontynencie od listopada 10% mocy PE), co przekłada się na wyjątkowo wysokie ceny na tle innych rynków.

Poniższy wykres przedstawia różnicę w kwotowaniach polietylenu w Europie, a Chinami. Taka skala odchylenia potwierdza, że **te anomalie trudno uznać za nowy stan równowagi i powrót mocy produkcyjnych w USA powinien doprowadzić do normalizacji cen tworzyw w regionie**.

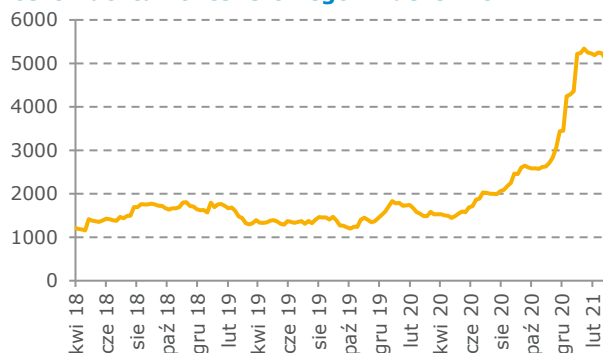
Ceny polietylenu w Europie i Chinach (USD/t)



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBank

- **Ograniczenia logistyczne** – dodatkowym problemem na rynku jest ograniczona dostępność kontenerów transportowych i generalnie wąskie gardła w światowej logistyce. W efekcie w ostatnich miesiącach obserwowaliśmy **skokowy wzrost kosztów frachtu** (częściowo to oczywiście też pochodna cen ropy), co **winduje ceny tworzyw i podnosi premie lądowe**. Zjawisko to, podobnie jak wspomniane ubytki na podaży, należy oceniać w naszej opinii w kategoriach krótkofalowych, a poniższy wykres wskazuje, że **tendencja zaczyna już się odwracać**.

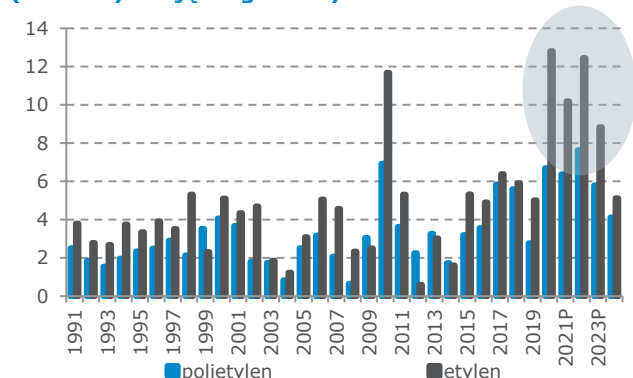
Koszt frachtu kontenerowego- indeks WCI



Źródło: Bloomberg, opracowanie mBank

- **Nowe moce z opóźnieniem** – głównym argumentem za naszym utrzymującym się od dłuższego czasu konserwatywnym podejściem do założeń marż w petrochemii była perspektywa uruchomienia nowych mocy wytwórczych w latach 2020-22 (skalę projektów obrazuje poniższy wykres). Pandemia czy wspomniane warunki pogodowe wpłynęły na przesunięcie części inwestycji, co również wpłynęło na zacieśnienie bilansu na rynkach produktowych. Niemniej jednak wszystko wskazuje na to, że co się odwlecze to nie uciecze i w kolejnych kwartałach będziemy świadkami bezprecedensowego przyrostu podaży. Według zaktualizowanych harmonogramów przedstawionych przez ICIS instalacje **planowane do uruchomienia w PE/PP mają zwiększyć globalny potencjał odpowiednio o 9,6 mt/9,7 mt**. Dodatkowo zwiększona podaż pojawi się z projektów uruchamianych pod koniec ubiegłego roku (m.in. projekty Sasol/Formosa o mocy 0,8 mt uruchomione w 4Q'20).

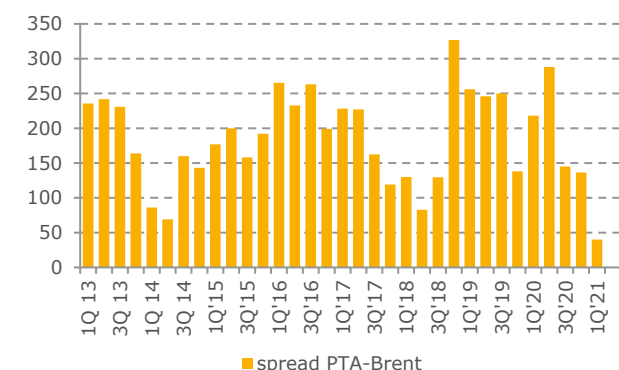
Nowe moce wytwórcze w etylenie i polietylenie (mln ton) w ujęciu globalnym



Źródło: Bloomberg, Nexant, opracowanie mBank

O konsekwencjach takiego nieproporcjonalnego do wzrostu popytu przyrostu potencjału produkcyjnego może przypominać rynek PTA. Problem z popytem w okresie COVID-19 (zużycie butelek PET spadło z uwagi na zamknięcie obiektów sportowych i brak imprez masowych) został wzmocniony w tym przypadku przez uruchomienie nowych instalacji. W ubiegłym roku oddano do użytku projekty o mocy ponad 9 mln ton, a w tym zapowiedziane jest kolejne 8 mln ton. Wzrost zapasów (w Chinach poziom 4 mln ton, czyli ~1,0-1,5 mln ton powyżej wieloletniej średniej) spowodował marżę modelową do rekordowo niskich poziomów, a ostatnie odczyty oscylują wokół zera.

Modelowa marża PTA (USD/t)

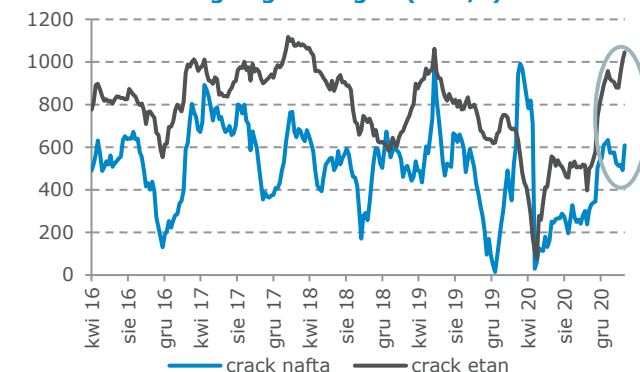


Źródło: Bloomberg, opracowanie mBank

Konkurencyjność krakerów naftowych

Tradycyjnie analiza rentowności w europejskiej petrochemii nie może abstrahować od konkurencyjności kosztowej na tle krakerów etanowych z dostępem do taniego surowca. W obecnej sytuacji szaleństwa cenowego na produktach nie ma to większego znaczenia, niemniej jednak w naszym scenariuszu cyklicznej normalizacji koniunktury w sektorze będzie to parametr dość istotny. Tymczasem **obecne tendencje na ropie budują bardzo niekorzystny spread między wsadem gazowym a naftowym** w procesie krakingu parowego. Poniższy wykres obrazuje skalę tego zjawiska.

Poglądowe porównanie marżowości produkcji krakera naftowego i gazowego* (USD/t)



*kalkulacja oparta na strukturze uzysków z obydwu technologii i europejskich cenach produktów

Źródło: Bloomberg, opracowanie mBank

Notowania spółek petrochemicznych

Notowania spółek petrochemicznych od pandemicznego minimum wzrosły już średnio o 100% i wszystko wskazuje na to, że rynek nie obawia się realizacji opisanego wcześniej negatywnego scenariusza w obszarze poliolefin. Konsensus prognoz EBITDA po spadku wyników o ponad 20% w roku 2020 zakłada, że w tym roku zyski będą już wyższe od referencyjnego poziomu 2019 o ponad 7%, a w 2022 roku o ponad 14%. Wzrost notowań jest też pochodną ekspansji akceptowalnych wskaźników wyceny: EV/EBITDA 1Y FWD obecnie powyżej 8,0x vs 6,7x przed pandemią.

Indeks cenowy spółek petrochemicznych (styczeń 2020=100)



*Lotte, Mitsubishi Chemical, Mitsui Chemical, Formosa, Eastman, Huntsman, LyondellBasell, DowDuPont, Westlake, Braskem

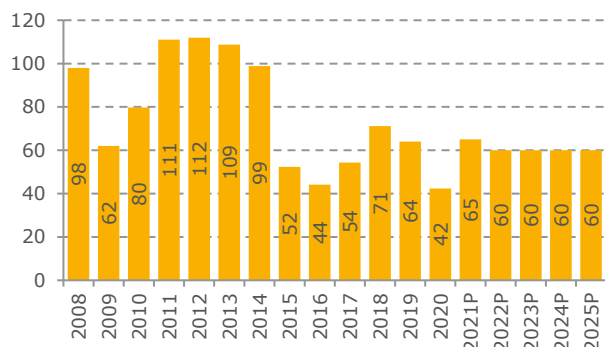
Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Założenia dla marż modelowych

Prognozy dla cen ropy i gazu

Uwzględniając powyższą analizę rynku ropy (polityka OPEC+, perspektywy podaży, scenariusz odbudowy popytu, kursy walut) **podnosimy nasze modelowe założenia ceny Brent** na ten rok do 65 USD/Bbl (poprzednio 50 USD/Bbl) i 60 USD/Bbl w długim terminie. **Bardziej optymistyczny scenariusz aplikujemy również dla rynku gazu:** w tym roku zakładamy 16,2 EUR/MWh (poprzednio 12,9 EUR/MWh i odczyty YTD na poziomie 18,3 EUR/MWh), a w długim terminie 16,8 EUR/MWh (poprzednio 16 EUR/MWh i aktualny kontrakt 1Y FWD na poziomie >18 EUR/MWh).

Prognozy mBanku dotyczące cen ropy Brent (USD/bbl)

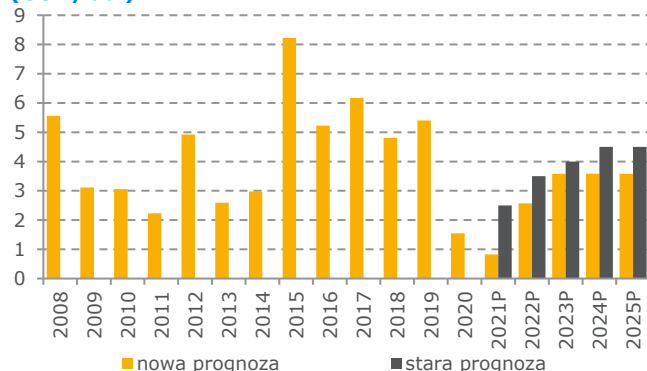


Źródło: szacunki mBanku

Prognozy marży rafinerijnej

Aktualizacja ścieżki cen ropy ma negatywny wpływ na nasze założenia rentowności w segmencie rafinerijnym. W szczególności obniżamy nasze założenia dla roku 2021 (wysokie ceny surowca napędzane niedoborem podaży przy jednocześnie wolniejszej odbudowie popytu na paliwa). **Benchmark dla bieżącego roku korygujemy o 1,7 USD/Bbl, a na kolejne lata średnio o 0,6 USD/bbl.** Brak powrotu do poziomów sprzed COVID-19 w średnim terminie to kwestia planowanych uruchomień nowych mocy.

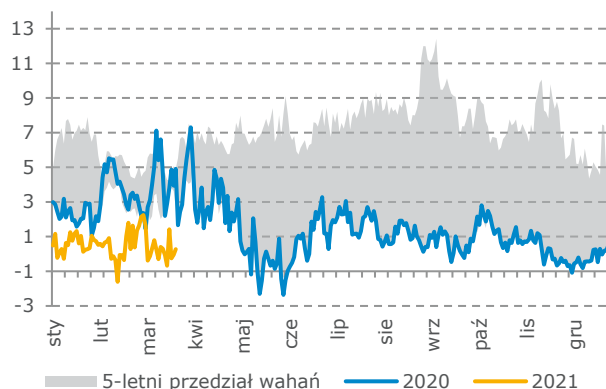
Prognozy benchmarkowej marży rafinerijnej (USD/bbl)



Źródło: Bloomberg, Reuters, szacunki mBanku

Bieżące odczyty mogą wskazywać nawet na bardziej pesymistyczny scenariusz (benchmark w okolicach zera), ale zakładamy że drugie półrocze przyniesie przyspieszenie normalizacji na rynku paliwowym i ceny zaczną „doganiać” notowania surowca.

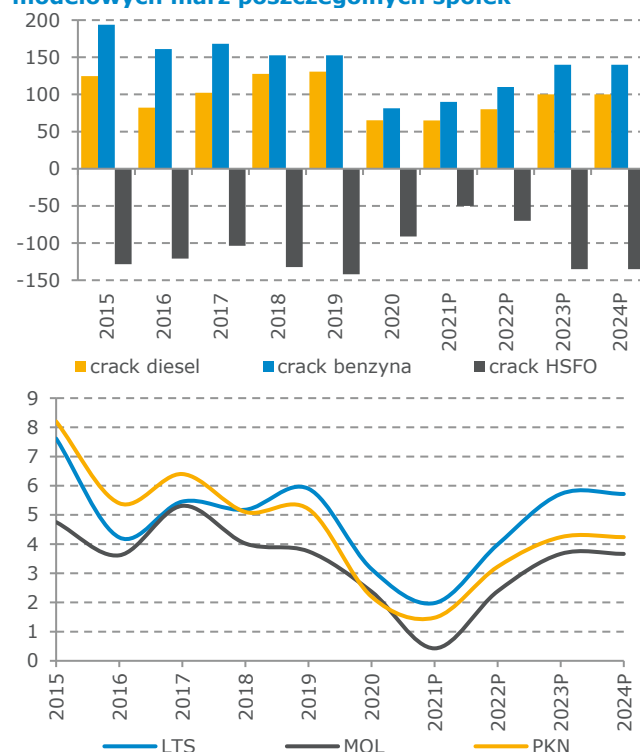
Benchmarkowa marża rafinerijna na tle historycznego przedziału wahań (USD/bbl)



Źródło: Bloomberg, Reuters, opracowanie mBanku

Z punktu widzenia poszczególnych spółek **istotne są też założone przez nas poziomy cracków produktowych z uwagi na różnice w strukturze uzysków.** Przyjęliśmy, że marże na lekkich i średnich destylatach w perspektywie 2023 roku wrócą w okolice średniej z lat 2016-20. Natomiast ujemny crack na HSFO ulegnie pogorszeniu w relacji do tego okresu z uwagi na założone wyższe ceny ropy i postępujące restrykcje związane z wykorzystaniem oleju opałowego (w tym „zaległy” efekt IMO). W tym scenariuszu **rośnie pozytywne odchylenie modelowej marżowości Lotosu** na tle konkurentów, a pogarsza się relatywnie marżowość Orlenu (największy udział ciężkich frakcji z/w na Możejki). Ilustrują to poniższe wykresy. Zwracamy uwagę, że poniższe benchmarki odzwierciedlają bieżącą strukturę uzysków i w przypadku MOL/PKN nie uwzględniają planowanych inwestycji zwiększających głębokość przerobu (DCU/visbreaking).

Założenia poziomu cracków produktowych na tle modelowych marż poszczególnych spółek*



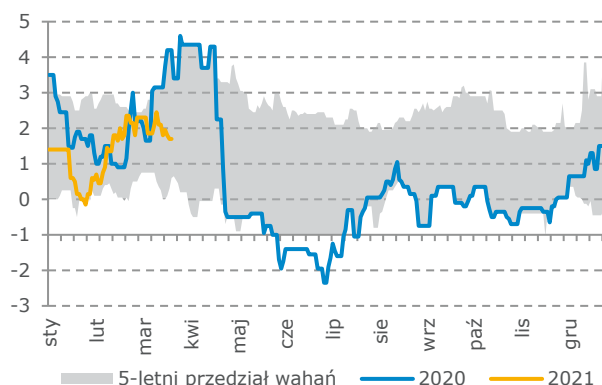
*dla Lotosu marża modelowa począwszy od 2020 roku uwzględnia instalację DCU

Źródło: Bloomberg, Reuters, opracowanie mBanku

Prognozy dyferencjału U/B

W dłuższym terminie nasza prognoza dyferencjału Ural/Brent **na poziomie 1,5 USD/Bbl pozostaje bez zmian.** Podnosimy natomiast prognozę dla tego roku z/w na pozytywne zaskoczenie w odczytach YTD. Potencjalnym **katalizatorem dla rewizji średnioterminowego scenariusza byłoby zniesienie sankcji na Iran** lub zmiana polityki OPEC+ (szybsze zwiększenie produkcji), o czym pisaliśmy we wcześniejszej części tego raportu.

Dyferencjał Ural/Brent na tle 5-letniego przedziału wahań

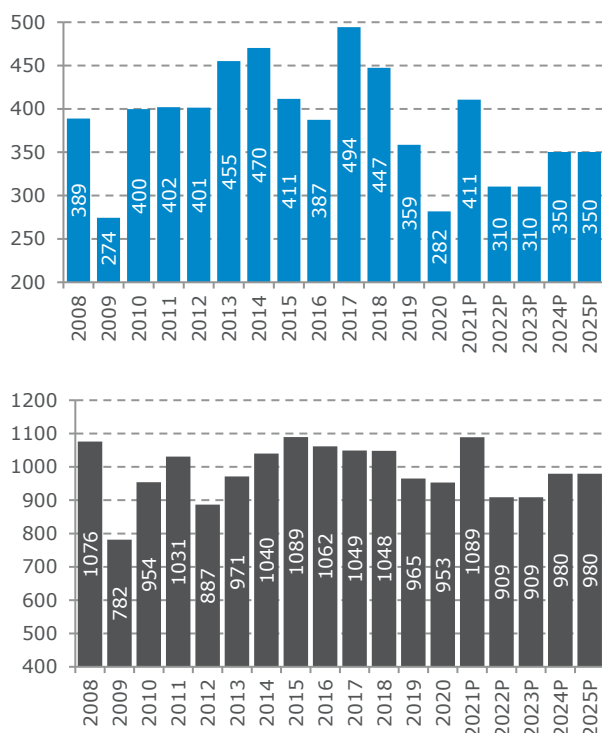


Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Prognozy marży petrochemicznej

Rekordowe odczyty z ostatnich miesięcy skłaniają nas do **rewizji tegorocznych** marż modelowych **w segmencie olefin i poliolefin średnio o 30% w górę**. W średnim terminie utrzymujemy nasze ostrożne podejście (znaczny przyrost mocy wytwórczych i ustąpienie obecnych krótkoterminowych czynników wsparcia), aczkolwiek także podnosimy krzywą terminową w modelach o nieco ponad 10%. **Gorzej od dotychczasowych założeń wygląda natomiast sytuacja na rynku PTA** i dlatego obniżamy modelowe marże dla tego produktu o niecałe 10% w dłuższym terminie.

Prognozy mBanku dla marży modelowej na olefinach (górny wykres) i poliolefinach (dolny wykres) (USD/t)



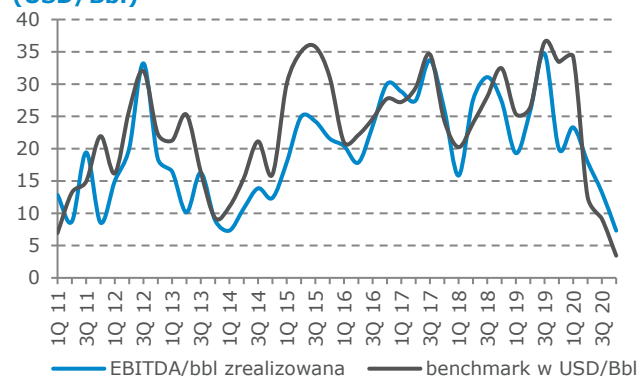
Źródło: Bloomberg, szacunki mBanku

Perspektywy wyników spółek

LOTOS

- **Rafineria** – w tym roku wyniki segmentu będą pod presją planowanego przestoju remontowego (ubytek 5% zdolności produkcyjnych i dodatkowe koszty na poziomie 130 mln PLN), niższych premii lądowych oraz zakładanego gorszego otoczenia makro w ujęciu r/r. Zakładamy, że skor. EBITDA LIFO spadnie z 1,1 mld PLN w 2020 do 0,6 mld PLN. W kolejnych latach normalizacja benchmarków pozwoli na odbudowę wyniku do 1,2 mld PLN w 2022 i 1,7 mld PLN w 2023 roku.

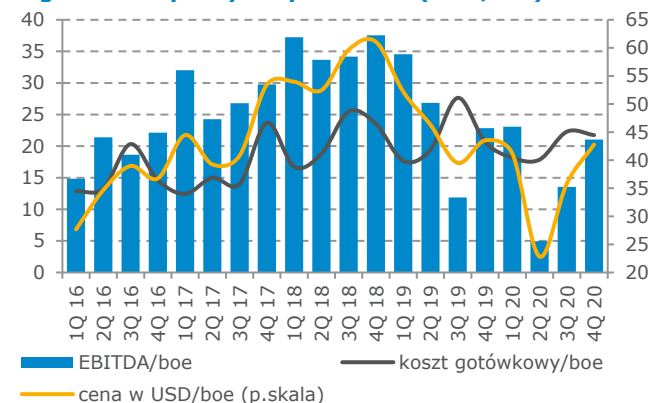
Zrealizowana marża Lotos w rafinerii vs benchmark (USD/Bbl)



Źródło: Lotos, opracowanie mBanku

- **Detal** – ubiegły rok Lotos zamknął spadkiem EBITDA segmentu mimo rekordowych marż paliwowych (zarówno PKN jak i MOL w warunkach COVID-19 poprawiły wyniki w tym obszarze). Zakładamy, że w 2021 roku EBITDA wróci do poziomu z 2019 roku i będzie rosła w kolejnych latach wraz z rozbudową sieci.
- **Upstream** – w tym roku pomimo zakładanego spadku wydobycia w Norwegii powinna zadziałać dźwignia na poziomie przychodów (wzrost cen ropy i gazu), a dodatkowo należy oczekiwać wyższych wolumenów ze złoża B8. Stąd oczyszczona EBITDA powinna wzrosnąć z 0,47 mld PLN do 0,76 mld PLN. W roku 2022 zakładamy zwiększenie wydobycia (Polska, Yme), co zaowocuje dalszą ekspansją na linii EBITDA do 1 mld PLN.

Zrealizowana marża, ceny i koszty jednostkowe w segmencie wydobywczym Lotosu (USD/Bbl)



Źródło: Lotos, opracowanie mBanku

- FCF/Zadłużenie/Dywidenda** – w tym roku słabsze wyniki i wyższy capex (zagospodarowanie złóż) nie pozwolą na wygenerowanie FCF, a DN/EBITDA wzrośnie do około 1,8x. W kolejnych latach sytuacja powinna już jednak drastycznie się poprawić (wzrost wyników i brak większych projektów inwestycyjnych), a FCFF/EV yield szacujemy na 14%. W takim scenariuszu Lotos będzie w stanie wrócić do DPS na poziomie 3 PLN, co implikowałoby 7% Dyield przy jednoczesnym spadku DN/EBITDA poniżej 1,0x.

Skorygowana EBITDA LIFO Lotosu wg segmentów - prognozy mBanku

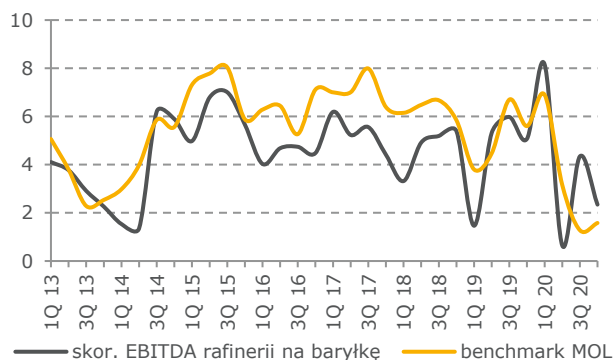
(mld PLN)	'19	'20	'21P	'22P	'23P	'24P	'25P
Upstream	0,62	0,47	0,77	1,00	0,89	0,80	0,70
udział	22%	26%	47%	40%	31%	29%	26%
Rafineria	1,97	1,14	0,62	1,21	1,75	1,73	1,71
udział	69%	62%	38%	49%	60%	62%	64%
Detal	0,26	0,22	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27
udział	9%	12%	16%	11%	9%	10%	10%
EBITDA LIFO	2,85	1,83	1,64	2,47	2,91	2,80	2,68

Zródło: Lotos, szacunki mBanku

MOL

- Rafineria** – w ubiegłym roku spadek modelowej marży został w dużym stopniu skompensowany przez niższe koszty gazu i wyższe premie lądowe/dystrybucyjne (pozytywne odchylenie od benchmarku na poniższym wykresie). W 2021 roku przy zakładanym przez nas niższym benchmarku (szczególnie w kontekście wysokiej bazy 1H'20) spodziewamy się istotnego pogorszenia wyniku CCS EBITDA (do 73 mld HUF ze 148 mld HUF) z/w na wzrost kosztów CO2 i gazu oraz częściowe odwrócenie efektu marż handlowych. Powrót do wzrostowego trendu będzie możliwy w przyszłym roku, a przekroczenie poziomów z 2019 r. zakładamy w roku 2023. Nasze szacunki dla całego segmentu downstream (łącznie z petrochemią) w okresie 2021-25 implikują zagregowany zysk EBITDA 4,5 mld USD wobec 5,3 mld USD zakładanych przez Zarząd w strategii (ostrożniejsze prognozy kontrybucji nowych projektów- DCU, poliole, mniejsze efekty programu oszczędności, spadek premii lądowej oraz nieuwzględnianie części mniej sprecyzowanych na tym etapie projektów inwestycyjnych).

Zrealizowana marża MOL w rafinerii vs benchmark (USD/Bbl)

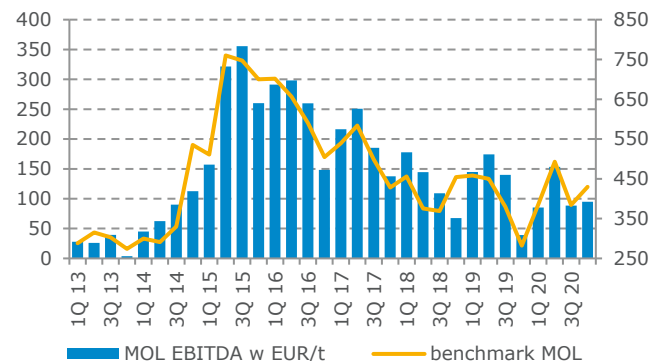


Zródło: MOL, opracowanie mBanku

- Petrochemia** – bardzo dobry początek roku powinien zapewnić wzrost wyniku w segmencie w 2021 r. (94 mld HUF vs 80 mld HUF w 2020 r.), ale kolejne okresy powinny być już słabsze (zakładany spadek marż) i dlatego oczekujemy znacznego spadku EBITDA w 2022

r. (tylko 41 mld HUF). Uruchomienie instalacji poliole znacząco zmieni sytuację w 2023 roku (+40 mld HUF), co powinno być wzmocnione odbiciem modelowej marżowości w poliolefinach.

Zrealizowana marża MOL w petrochemii vs benchmark (USD/Bbl)



Zródło: MOL, opracowanie mBanku

- Detal** – w tym roku zakładamy mocny wzrost marży pozapaliwowej i wyższe wolumeny sprzedaży (zwiększony ruch na stacjach), ale oczekiwana normalizacja marż paliwowych po rekordowych odczytach z 2020 r. nie pozwoli na wzrost wyniku r/r. W kolejnych latach Spółka wróci jednak do pozytywnych tendencji na poziomie EBITDA. Zagregowany strumień EBITDA 2021-25 szacujemy na 2,9 mld USD vs 3,3 mld USD zakładane przez Zarząd w zaktualizowanej ostatnio strategii (odchylenie to kwestia bardziej konserwatywnych założeń jednostkowej marży paliwowej).
- Upstream** – zgodnie z prognozami Zarządu korygujemy w dół nasze założenia dotyczące wolumenów w kolejnych latach do średnio 101 mboed w latach 2021-25 (poprzednio 112 mboed), ale w dużym stopniu jest to kompensowane podniesieniem ścieżki cenowej dla ropy i gazu. Przypominamy, że 1/3 wydobywanego gazu jest sprzedawana po stałych regulowanych cenach, a kolejne 1/3 odwzorowuje zmiany rynkowe z opóźnieniem. Prognozowany strumień EBITDA w latach 2021-25 sięga 4,7 mld USD, co plasuje się powyżej celu Zarządu (3,9 mld USD), ale jest to pochodna wyższych założeń dla cen ropy (+10 USD/Bbl).
- Przesył gazu** – słabsze wyniki 4Q'20 związane z ubytkiem prawie 20% przychodów (uruchomienie konkurencyjnego rurociągu South Stream i utrata przychodów tranzytowych) stanowią dobry prognostyk na kolejne okresy. Z tego względu oczekujemy spadku EBITDA w 2021 roku z 62 mld HUF do 42 mld HUF i stabilizację na tym poziomie w kolejnych latach.
- FCF/Zadłużenie/Dywidenda** – w tym roku oczekujemy zbilansowania CF operacyjnego i Capex, a spadek wskaźnika zadłużenia do 1,5x CCS EBITDA z 1,6x to kwestia poprawy wyników. W kolejnych latach Spółka powinna jednak już generować znaczny FCF (nie uwzględniamy projektów rozwojowych związanych z CCS, konwersją paliw do petrochemii czy recyklingiem z uwagi na brak szczegółów tych inwestycji). W naszym modelu stopa FCFF/EV w latach 2021-25 powinna sięgać średnio 8,5%. Dywidendę w najbliższych latach przyjmujemy na poziomie 105 HUF/akcję (zbliżone do oczekiwań sformułowanych przez Zarząd w strategii na poziomie 110 HUF), co implikuje DYield nieznacznie poniżej 5%.

Skorygowana CCS EBITDA MOL wg segmentów - prognozy mBanku

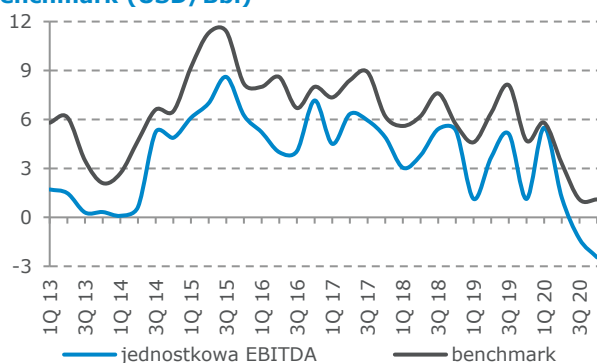
(mld HUF)	'19	'20	'21P	'22P	'23P	'24P	'25P
Upstream	305	210	348	290	266	239	214
udział	41%	32%	49%	44%	35%	31%	28%
Rafineria	169	149	73	129	203	220	226
udział	23%	23%	10%	19%	27%	28%	29%
Petrochemia	83	81	94	41	83	107	107
udział	11%	12%	13%	6%	11%	14%	14%
Detal	137	156	153	162	168	173	178
udział	18%	24%	22%	24%	22%	22%	23%
Przesył gazu	54	62	42	42	42	42	42
udział	7%	9%	6%	6%	6%	5%	5%
Pozostałe	-40	-28	-40	-41	-42	-43	-43
CCS EBITDA	709	630	671	623	720	738	723

Źródło: MOL, szacunki mBanku

PKN ORLEN

- Rafineria** – w trudnych warunkach 2H'20 segment rafineryjny Orlenu generował ujemny strumień EBITDA i przy naszych założeniach makro na ten rok również prognozujemy stratę na tej linii rzędu -0,5 mld PLN. Przypominamy, że baza 2020 r. jest nieco zawyżona przez wysokie premie lądowe i zyski na hedgingu, a w tym roku dodatkowym obciążeniem będą wyższe koszty gazu i CO₂, czego nie skompensuje oczekiwane odbicie na wolumenach. W kolejnych latach sytuacja wraz z modelową marżą będzie się poprawiać, a dodatkowo w 2023 r. powinna już działać instalacja visbreakingu (extra 0,2 mld PLN na EBITDA), co ustabilizuje EBITDA LIFO na 1,9 mld PLN. Zwracamy uwagę, że w naszym scenariuszu cracków produktowych (pogorszenie rentowności na HSFO) obciążeniem dla Grupy będzie rentowność rafinerii w Możejkach. Poprawić ten obraz może rozważana instalacja HCU, ale warunkiem uruchomienia tego projektu jest wsparcie rządu Litwy.

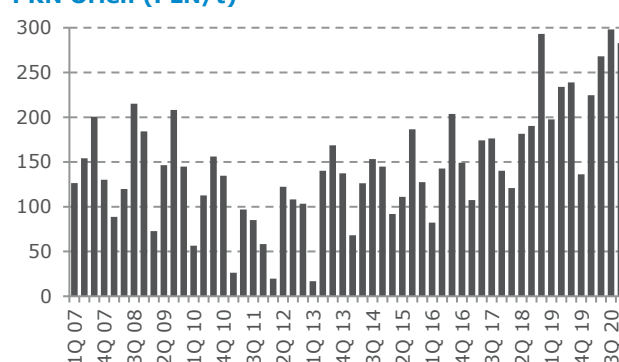
Zrealizowana marża Orlenu* w rafinerii vs benchmark (USD/Bbl)



*przypominamy, że od 2019 r. z segmentu wyłączono aktywa energetyczne
Źródło: PKN, opracowanie mBanku

- Detal** – rekordowe marże paliwowe i mniejszy od założeń ubytek marży pozapaliwowej z nawiązką skompensowały w ubiegłym roku spadki wolumenów. W tym roku naszym zdaniem nie uda się powtórzyć tak dobrego wyniku EBITDA (prognoza -0,15 mld PLN r/r) z uwagi na pogorszenie marż detalicznych na paliwach (widoczne już w danych POPIHN za styczeń-luty). W kolejnych latach segment powinien wrócić do wzrostów z/w na dalszy wzrost saturacji sieci punktami gastro/sklepami oraz planowanym uruchamianiem kolejnych stacji. Widocznych efektów zapowiedzianego rozwoju usług logistycznych (automaty paczkowe) spodziewamy się w perspektywie roku 2025 (>100 mln PLN EBITDA).

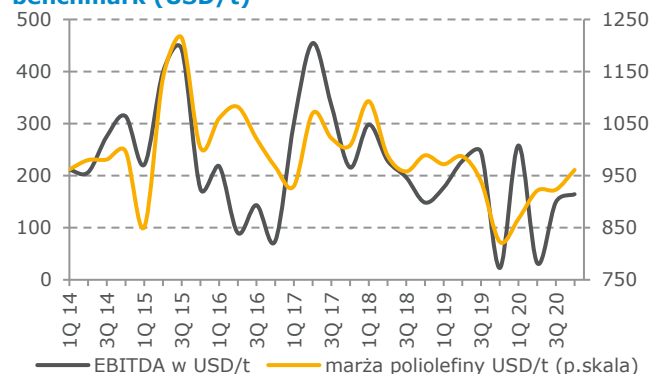
Implikowana jednostkowa marża paliwowa w sieci PKN Orlen (PLN/t)



Źródło: szacunki mBanku

- Petrochemia** – segment powinien w tym roku poprawić wyniki z uwagi na sprzyjające marże modelowe w olefinach i PVC, ale będzie to częściowo zneutralizowane przez spadek wolumenów (planowany kwartalny przestój remontowy), załamanie rentowności w PTA oraz dodatkowe koszty gazu w obszarze nawozowym. W kolejnych latach zakładamy presję na modelowych marżach, stąd szacowane obniżenie EBITDA z 2,4 mld PLN do 1,7-1,9 mld PLN. Przypominamy, że w 2023 roku wyniki wesprze uruchomienie instalacji nawozowej w Anwilu (+0,2 mld PLN EBITDA), a w 2024 roku zakończy się flagowy projekt rozbudowy petrochemii, który wg deklaracji Spółki powinien zwiększyć strumień EBITDA nawet o 1,5 mld PLN.

Zrealizowana marża PKN w petrochemii vs benchmark (USD/t)*



*wynik po wyłączeniu Anwilu i PTA
Źródło: PKN, opracowanie mBanku

- Energetyka** – w tym roku pomimo pełnej konsolidacji Energi (w 2020 r. od maja) i przychodów z rynku mocy oczekujemy spadku EBITDA segmentu (z 3,3 mld PLN do 3,1 mld PLN po korekcie o one-offy) z uwagi na wyższe koszty gazu, CO₂ i HSFO, który jest wsadem na „starej” elektrociepłowni w Płocku. Ten ubytek wyniku powinien zostać odrobiony w przyszłym roku z nawiązką z/w na zakładane wyższe ceny energii, przy relatywnie niskiej emisyjności floty wytwórczej Grupy (CCGT, źródła odnawialne).
- Upstream** – wzrosty cen ropy oraz gazu będą sprzyjać w tym roku wynikom segmentu wydobywczego i przy podobnych wolumenach produkcji oczekujemy zwiększenia skor. EBITDA z 0,32 mld PLN do 0,44 mld PLN (przypominamy, że wynik 2020 r. uwzględnia „dodatkowe” zyski z transakcji zabezpieczających rzędu 0,2 mld PLN). W kolejnych latach zakładamy umiarkowane wzrosty produkcji przy stabilizacji cen węglowodorów, co będzie implikować utrzymanie EBITDA powyżej 0,4 mld PLN.

- **Koszty ogólne** – zakładamy utrzymanie widocznego w ostatnich latach trendu wzrostowego na kosztach ogólnych, ale bazę z roku 2020 korygujemy o zdarzenia jednorazowe (dodatkowe wydatki związane z COVID-19 były kompensowane przez księgowy zysk na transakcjach na CO₂).
- **FCF/Zadłużenie/Dywidenda** – na koniec grudnia 2020 r. całkowite zadłużenie netto Grupy sięgnęło 18,1 mld PLN, co implikuje 2,1 DN/EBITDA. Wzrostowy trend na długi będzie trwał naszym zdaniem do 2023 roku (DN/EBITDA 3,0x), zarówno z uwagi na oczekiwany ujemny FCFF (zagregowany -4,6 mld PLN) jak i deklarację wypłaty dywidendy na poziomie co najmniej 3,5 PLN/akcję (obecnie ~5% DYield). W stosunku do naszego poprzedniego raportu skorygowaliśmy plany inwestycyjne o instalację HCU w Możejkach (brak finalnej decyzji), ale jednocześnie uwzględniliśmy rozpoczęty program rozbudowy petrochemii warty 8 mld PLN. W efekcie nasza nowa prognoza średniorocznego capex w najbliższych 3 latach sięga 9,7 mld PLN.

Skorygowana EBITDA LIFO PKN Orlen wg segmentów - prognozy mBanku

(mld PLN)	'19	'20	'21P	'22P	'23P	'24P	'25P
Rafineria	2,69	0,63	-0,51	0,73	1,86	1,84	1,89
udział	27%	7%	-6%	8%	17%	14%	15%
Detal	3,07	3,29	3,11	3,18	3,25	3,34	3,45
udział	31%	35%	37%	33%	30%	26%	27%
Petrochemia	2,20	1,88	2,36	1,69	1,88	3,52	3,52
udział	22%	20%	28%	18%	17%	28%	28%
Energetyka	1,56	3,28	3,06	3,49	3,46	3,57	3,48
udział	16%	35%	36%	37%	32%	28%	27%
Upstream	0,33	0,32	0,44	0,40	0,41	0,42	0,43
udział	3%	3%	5%	4%	4%	3%	3%
Pozostałe	-0,85	-0,89	-0,98	-1,01	-1,04	-1,07	-1,11
CCS EBITDA	9,00	8,51	7,49	8,48	9,82	11,63	11,67

Źródło: PKN, szacunki mBanku

Wrażliwość wyników na odchylenia makro

Największą wrażliwość na otoczenie makro obserwujemy w przypadku Lotosu, który oferuje największą dźwignię zarówno na zmiany marż rafineryjnych jak i ceny ropy (zbilansowana pozycja na gazie, ale wraz ze spadkiem wydobycia w Norwegii zużycie tego surowca zacznie przewyższać produkcję). W przypadku MOL-a ekspozycja na kluczowe parametry jest rozłożona dość równomiernie, ale również wyniki są pozytywnie skorelowane zarówno z notowaniami surowców (oczywiście ceteris paribus), jak i marżami przerobowymi. Jeśli chodzi o PKN Orlen to relatywny wpływ cen ropy jest pomijalny, natomiast krótka pozycja na gazie generuje dość dużą ujemną korelację wyniku z notowaniami tego surowca. Każdy 1 USD dodatkowej marży w rafinerii to ponad 0,8 mld PLN EBITDA więcej (+11% dla szacowanego wyniku 2021), natomiast 50 USD/t zmiana marży petrochemicznej (uproszczona agregacja dla wszystkich produktów) implikuje zmianę EBITDA o 0,4 mld PLN. Warto też zwrócić uwagę na 2x większą wrażliwość PKN na rosnące koszty CO₂. Podsumowując, w naszym scenariuszu makro na najbliższe 2 lata (wysokie ceny ropy i gazu, odbicie w rafinerii i presja w petrochemii, drożące CO₂) największy potencjał do pozytywnych zaskoczeń oferuje Lotos.

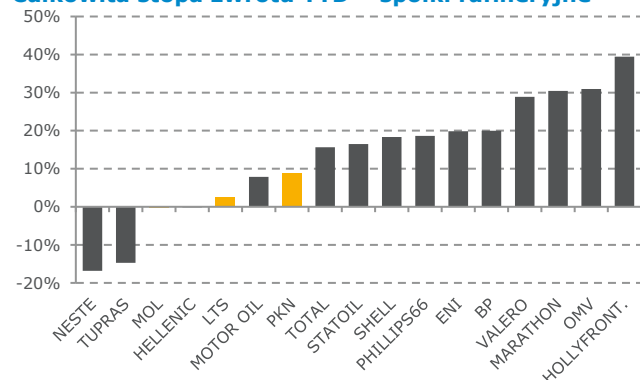
Szacowana wrażliwość wynik EBITDA LIFO na zmiany kluczowych parametrów makro- % zmiana wyniku 2021*

	LTS	MOL	PKN
ropa +/- 10 USD/Bbl	8%	6%	1%
gaz +/- 5 EUR/MWh	-1%	4%	-9%
marża rafineryjna +/- 1 USD/Bbl	17%	5%	11%
marża petchem +/- 50 USD/t	-	3%	6%
CO ₂ +/- 10 EUR/t	-1%	-1%	-2%

*wpływ na wynik przy pozostałych parametrach niezmiennych
Źródło: szacunki mBanku

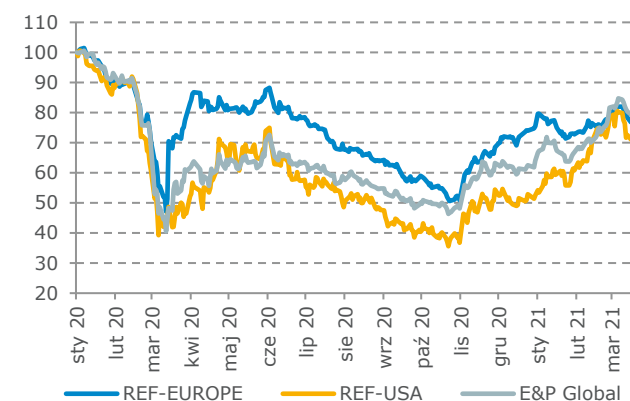
Analiza porównawcza – wykresy

Całkowita stopa zwrotu YTD – spółki rafineryjne



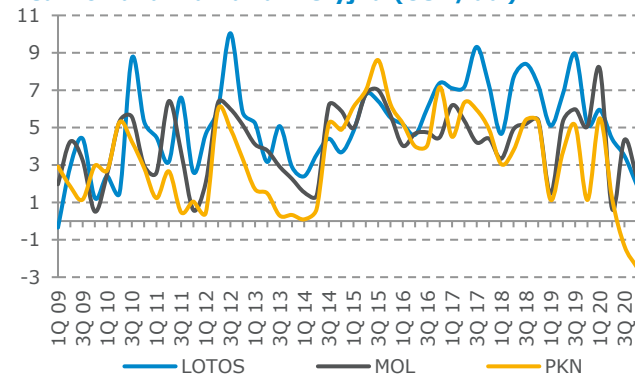
Źródło: Bloomberg

Indeksy spółek rafineryjnych i wydobywczych



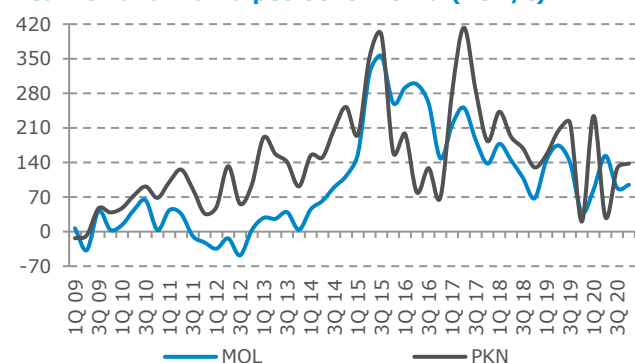
Źródło: Bloomberg, opracowanie mBanku

Realizowana marża rafineryjna (USD/bbl)



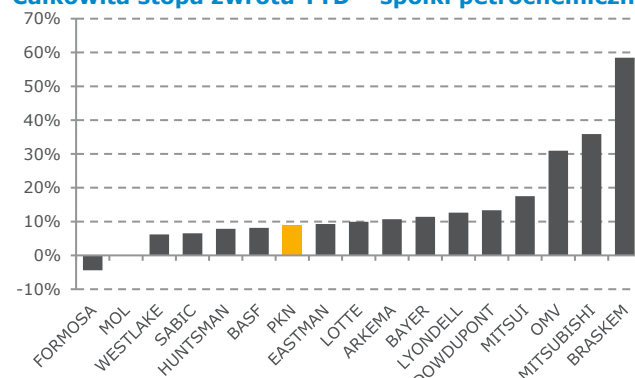
Źródło: Lotos, MOL, PKN Orlen (od 2019 r. bez energetyki), szacunki mBanku

Realizowana marża petrochemiczna (EUR/t)



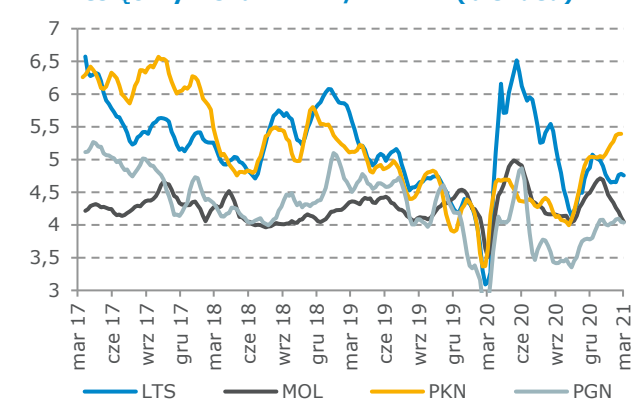
Źródło: MOL, PKN Orlen, szacunki mBanku

Całkowita stopa zwrotu YTD – spółki petrochemiczne



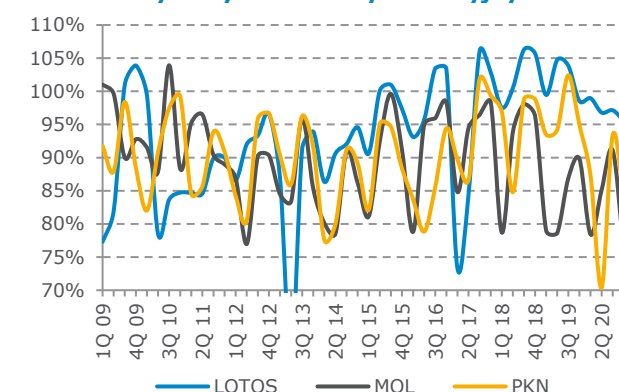
Źródło: Bloomberg

12-miesięczny wskaźnik EV/EBITDA (blended)



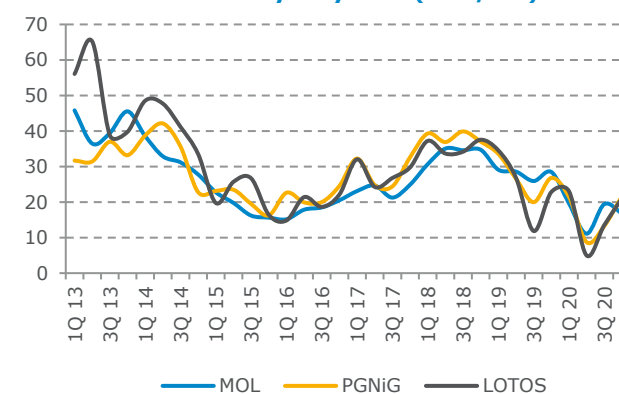
Źródło: Bloomberg

Wskaźnik wykorzystania mocy rafineryjnych



Źródło: Lotos, MOL, PKN Orlen, szacunki mBanku

Realizowana marża wydobywcza (USD/bbl)



Źródło: MOL, Lotos, PGNiG, szacunki mBanku

Prognozy mBanku na tle konsensusu

	EBITDA			Zysk netto			DPS		
	2021P	2022P	2023P	2021P	2022P	2023P	2021P	2022P	2023P
Lotos									
mBank	1 942	2 466	2 905	494	494	744	1,0	3,0	3,0
konsensus	2 056	2 781	-	668	999	863	1,8	1,8	-
różnica	-5,5%	-11,3%	-	-26,0%	-25,5%	+33,1%	-42,9%	+71,1%	-
MOL (HUF)									
mBank	698 716	622 737	719 803	136 299	85 028	162 897	105	105	105
konsensus	748 560	804 710	838 440	210 210	238 460	271 490	105	111	121
różnica	-6,7%	-22,6%	-14,1%	-35,2%	-64,3%	-40,0%	+0,7%	-5,0%	-13,2%
PKN Orlen									
mBank	8 134	8 478	9 822	1 795	1 564	2 368	3,5	3,5	3,5
konsensus	8 849	10 732	11 448	3 025	4 130	4 486	3,5	3,1	3,1
różnica	-8,1%	-21,0%	-14,2%	-40,7%	-62,1%	-47,2%	0,0%	+13,5%	+13,5%

Źródło: Bloomberg, szacunki mBanku

Wskaźniki korelacji notowań spółek/indeksów paliwowych (dane miesięczne 2020-21)

	ELPE	LTS	MOH	MOL	OMV	PKN	SRS	SXEP	TUPRS	VLO
ELPE		0,87	0,95	0,88	0,91	0,96	0,75	0,88	0,80	0,85
LTS	0,87		0,83	0,79	0,90	0,86	0,79	0,77	0,91	0,84
MOH	0,95	0,83		0,89	0,90	0,90	0,73	0,84	0,81	0,81
MOL	0,88	0,79	0,89		0,92	0,87	0,71	0,88	0,89	0,73
OMV	0,91	0,90	0,90	0,92		0,88	0,85	0,92	0,92	0,87
PKN	0,96	0,86	0,90	0,87	0,88		0,74	0,90	0,77	0,78
SRS	0,75	0,79	0,73	0,71	0,85	0,74		0,82	0,75	0,83
SXEP	0,88	0,77	0,84	0,88	0,92	0,90	0,82		0,79	0,72
TUPRS	0,80	0,91	0,81	0,89	0,92	0,77	0,75	0,79		0,74
VLO	0,85	0,84	0,81	0,73	0,87	0,78	0,83	0,72	0,74	

Źródło: Bloomberg, szacunki mBanku

czwartek, 25 marca 2021 | aktualizacja raportu

Lotos: kupuj (podtrzymana)

LTS PW; LTSP.WA | Paliwa, Polska

Najlepsza ekspozycja na powrót mobilności

Notowania Lotosu najgorzej sobie radzą z powrotem do poziomów sprzed pandemii, ale nie powinno to dziwić gdyż Spółka ze swoim profilem biznesowym ucierpiała bardziej niż jej regionalni konkurenci. Ten dystans powinien zostać jednak nadrobiony pod warunkiem realizacji naszego scenariusza makro. Wysokie ceny surowców, odbudowa modelowej marży w rafinerii i powrót premii za kompleksowość przerobu (pogorszenie cracków na HSFO z uwagi na ceny ropy i „zaległy” efekt IMO) pozwolą na wzrost EBITDA LIFO do 2,9 mld PLN w perspektywie 2 lat. Lotos stanowi w naszej opinii najlepszą w sektorze ekspozycję na oczekiwany globalny sukces w procesie szczepień i przywrócenie pełnej mobilności. Przy ograniczeniach inwestycyjnych Spółka będzie w stanie generować ponadprzeciętne przepływy pieniężne ($FCFF/EV'21-23=10\%$), co jeszcze bardziej ograniczy zadłużenie i pozwoli na bardziej hojne dywidendy (7% DYield). Na prognozach 2022-23 Spółka jest wyceniona na poziomie $<4,0 EV/EBITDA LIFO$, znacznie poniżej grupy porównywalnej. Potencjalnym pozytywnym katalizatorem może być też kwestia wezwania ze strony Orlenu (fuzja wymaga zgody akcjonariuszy mniejszościowych Lotosu). W tym kontekście podtrzymujemy rekomendację kupuj i podnosimy cenę docelową do 54,00 PLN (efekt wyceny porównawczej i aplikacji nowych wyższych cen ropy i gazu w średnim terminie).

Mocna poprawa wyników od przyszłego roku

W tym roku EBITDA LIFO będzie jeszcze pod presją (-0,2 mld PLN r/r) z uwagi na wolniejszą normalizację marż rafineryjnych po okresie pandemii. Spodziewamy się jednak, że powrót popytu na paliwa do poziomów sprzed pandemii odbuduje rentowność w kolejnych latach, a każdy 1 USD/Bbl to dodatkowe 0,3 mld PLN EBITDA (+17% do naszej prognozy dla roku 2021). Wysokie ceny ropy wraz z planowanym zwiększeniem wydobycia w 2022 roku będą dodatkowym komponentem mocnego odbicia wyników.

Mocny bilans i wysoki FCF na horyzoncie

Według naszych szacunków Lotos zamknał ubiegły rok z długiem netto na poziomie 2,7 mld PLN, czyli 1,5x EBITDA LIFO. Bieżący rok będzie jeszcze dla Spółki trudny i zapewne zadłużenie nieco wzrośnie, ale zakładana normalizacja marż rafineryjnych zapewni znaczny wzrost przepływów pieniężnych w latach kolejnych, szczególnie że aktualnie poza inwestycjami w segmencie wydobywczym (Yme, B8) Spółka nie uruchomiła żadnych większych projektów. Oczekujemy, że $FCFF/EV$ w latach 2022-23 będzie sięgał 14%, co pozwoli na powrót do wysokich dywidend (DYield 7%).

Co z fuzją z PKN?

Lotos rozpoczął przygotowania do reorganizacji Grupy pod kątem realizacji śródokrojowych zaradczych, których spełnienie warunkuje przejęcie Spółki przez PKN. Jednym z warunków jest wydzielenie rafinerii do osobnego podmiotu i zbycie 30% udziałów, co będzie wymagało zgody WZA kwalifikowaną większością głosów. W naszej opinii jest to swego rodzaju polisa ubezpieczeniowa akcjonariuszy mniejszościowych i karta przetargowa w negocjacjach dotyczących parytetu wymiany akcji lub ceny w wezwaniu.

(mIn PLN)	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
Przychody	29 493,3	20 363,7	26 284,0	25 990,7	26 345,4
EBITDA	2 879,0	-329,5	1 942,4	2 465,8	2 905,2
marża EBITDA	9,8%	-1,6%	7,4%	9,5%	11,0%
EBIT	1 969,7	-1 392,3	885,6	1 338,1	1 767,5
Zysk netto	1 152,9	-1 197,8	493,8	744,2	1 148,5
P/E	6,8	-	15,9	10,5	6,8
P/CE	3,8	-	5,1	4,2	3,4
P/BV	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6
EV/EBITDA	3,7	-	5,7	4,2	3,3
DPS	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00
DYield	7,1%	2,4%	2,4%	7,1%	7,1%

Cena bieżąca	42,44 PLN
Cena docelowa	54,00 PLN
Kapitalizacja	7,85 mld PLN
Free float	3,67 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	71,4 mln PLN

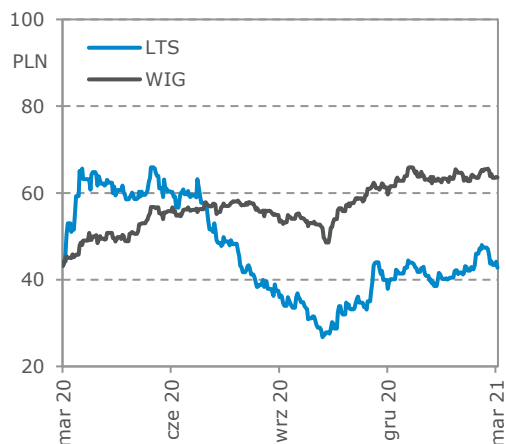
Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	53,19%
Pozostali	46,81%

Profil spółki

Grupa Lotos jest drugą co do wielkości grupą rafineryjną w Polsce o mocach przerobowych 10,5 mln ton rocznie. Spółka posiada także trzecią co do wielkości sieć stacji paliw w Polsce (511 stacji), a także aktywa wydobywcze na Morzu Bałtyckim (Petrobaltic i litewska Geonafra) oraz na Morzu Norweskim (łączne zasoby 2P szacowane są na około 75 mln boe).

Kurs akcji Lotos na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
Lotos	54,00	49,01	kupuj	kupuj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
Lotos	42,44	54,00	+27,2%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2020P	2021P	2022P
EBITDA LIFO	-6,8%	+6,0%	+16,4%
Zysk netto	-14,5%	+0,8%	+26,6%
Brent (USD/Bbl)	+30,0%	+20,0%	+20,0%
Marża+U/B (USD/Bbl)	-33,1%	-16,4%	+3,1%
USD/PLN	+3,6%	0,0%	0,0%

Analityk:

Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.kliszcz@mbank.pl

Wycena

Wartość Lotosu szacujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji Lotosu szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 54,00 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	40,98
Wycena DCF	50%	60,61
cena wynikowa		50,79
cena docelowa za 9 m-cy		54,00

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2021 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2020 roku wraz z zobowiązaniami z tytułu leasingu.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne.
- Model zdyskontowanych przepływów nie uwzględnia segmentu wydobywczego, który jest wyceniony osobno metodą NPV (tabela poniżej). Wartość segmentu szacujemy na 14,1 PLN na akcję Lotosu.

- Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość nakładów inwestycyjnych do 858 mln PLN zrównując tę pozycję do poziomu amortyzacji.
- Po roku 2030 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,5%, współczynnik beta na poziomie 1,0. W przypadku wyceny segmentu wydobywczego stopa wolna od ryzyka jest kalkulowana osobno dla poszczególnych krajów, w których Lotos prowadzi działalność operacyjną.

Dodatkowe założenia:

(USD/Bbl)	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
ropa Brent	42,4	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
ropa Ural	41,8	63,8	58,8	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
dyferencjał Ural-Brent	0,6	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
marża produktowa Lotos	3,1	2,0	4,0	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7

(tys. ton)	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Przerób ropy	10 197	10 038	10 672	10 672	10 672	10 672	10 672	10 672	10 672	10 672	10 672
Wydobycie Polska mboe/d	5,4	6,0	7,3	7,2	7,2	7,1	7,0	6,9	6,8	6,6	6,4
Wydobycie Litwa w mboe/d	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Wydobycie Norwegia w mboe/d	14,5	10,4	13,5	10,9	8,9	6,9	4,9	3,4	2,4	1,5	0,9

Kursy walutowe	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
kurs USD/PLN	3,90	3,73	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
kurs EUR/PLN	4,44	4,48	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30

Model DCF

(mln PLN)	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2030+
Przychody ze sprzedaży	25 105	24 495	25 016	25 024	25 031	25 037	25 044	25 050	25 067	25 084	25 084
zmiana	29,2%	-2,4%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%
EBITDA	1 177,2	1 467,4	2 018,2	1 999,1	1 979,6	1 959,6	1 936,2	1 913,6	1 890,4	1 875,5	1 875,5
marża EBITDA	4,7%	6,0%	8,1%	8,0%	7,9%	7,8%	7,7%	7,6%	7,5%	7,5%	7,5%
Amortyzacja	789,5	793,3	835,3	765,1	798,0	818,6	839,0	855,5	872,9	857,9	857,9
EBIT	387,7	674,0	1 183,0	1 234,0	1 181,6	1 141,1	1 097,2	1 058,1	1 017,4	1 017,6	1 017,6
marża EBIT	1,5%	2,8%	4,7%	4,9%	4,7%	4,6%	4,4%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%
Opodatkowanie EBIT	73,7	128,1	224,8	234,5	224,5	216,8	208,5	201,0	193,3	193,3	193,3
NOPLAT	314,1	546,0	958,2	999,6	957,1	924,3	888,7	857,1	824,1	824,3	824,3
CAPEX	-607,7	-636,2	-743,0	-743,0	-743,0	-743,0	-743,0	-743,0	-743,0	-743,3	-857,9
Kapitał obrotowy	-555,4	457,2	-113,9	12,3	11,6	11,7	8,3	5,8	5,9	3,3	0,0
Inwestycje kapitałowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCF	-59,6	1 160,3	936,6	1 034,0	1 023,8	1 011,6	993,0	975,4	960,1	942,2	824,3
WACC	7,5%	7,7%	7,9%	8,0%	8,1%	8,2%	8,2%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%
współczynnik dyskonta	94,7%	88,0%	81,6%	75,5%	69,9%	64,6%	59,7%	55,1%	50,9%	47,0%	47,0%
PV FCF	-56,5	1 021,0	764,0	781,2	715,6	653,8	592,9	537,9	488,9	443,0	
WACC	7,5%	7,7%	7,9%	8,0%	8,1%	8,2%	8,2%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%
Koszt długu	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Stopa wolna od ryzyka	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	21,3%	17,1%	13,0%	10,6%	8,7%	7,0%	5,4%	4,8%	4,3%	4,0%	5,0%
Koszt kapitału własnego	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Premia za ryzyko	5,0%	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	1,0

Wzrost FCF po okresie prognozy	1,0%
Wartość rezydualna (TV)	11 358
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	5 340,5
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	5 941,9
Wartość firmy (EV)	11 282
Dług netto	2 690,6
Wartość firmy	8 591,7
Liczba akcji (mln)	184,9
Wartość firmy na akcję w PLN (bez Petrobalticu)	46,5
Wartość udziałów w Petrobalticu na akcję	14,1
Ostateczna wartość akcji Lotosu	60,6
9-miesięczny koszt kapitału	6,3%
Cena docelowa (PLN)	64,4

EV/EBITDA('21) dla ceny docelowej	8,9
P/E('21) dla ceny docelowej	24,1
Udział TV w EV (część rafineryjna)	47%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	57,8	60,7	64,4	69,3	76,1
WACC +0,5 p.p.	59,2	62,5	66,7	72,4	80,6
WACC	60,7	64,4	69,3	76,1	86,1
WACC -0,5 p.p.	62,5	66,7	72,4	80,6	93,0
WACC -1,0 p.p.	64,4	69,3	76,1	86,1	102,1

Wycena NPV segmentu wydobywczego (mln PLN)

(mln PLN)	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	(...)
Cena ropy Brent	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
USD/PLN	3,73	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	
Polska	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	(...)
Przychody ze sprzedaży	508,1	564,5	556,8	549,5	542,5	535,9	529,6	523,6	506,1	489,2	
EBITDA skor.	332,0	355,2	350,3	345,7	341,3	337,1	333,2	329,4	318,3	307,6	
marża EBITDA	65,3%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	62,9%	
Amortyzacja	138,7	171,2	168,9	166,7	164,6	162,6	160,7	158,9	153,6	148,6	
EBIT	193,4	184,0	181,5	179,0	176,8	174,6	172,5	170,5	164,7	159,0	
marża EBIT	38,1%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,5%	32,5%	
Opodatkowanie EBIT	36,7	35,0	34,5	34,0	33,6	33,2	32,8	32,4	31,3	30,2	
CAPEX	-250,0	-250,0	-90,0	-88,8	-87,7	-86,6	-85,6	-84,7	-81,9	-79,2	
FCF	45,3	70,2	225,9	222,9	220,0	217,3	214,8	212,3	205,1	198,2	
WACC	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	
współczynnik dyskonta	94,6%	87,8%	81,5%	75,6%	70,2%	65,1%	60,4%	56,1%	52,1%	48,3%	
PV FCF	42,8	61,6	184,0	168,5	154,4	141,5	129,8	119,1	106,8	95,8	552,6
Norwegia	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	(...)
Przychody ze sprzedaży	619,5	886,3	728,6	607,6	470,3	331,6	234,3	165,8	96,1	57,7	
EBITDA skor.	406,5	619,9	513,8	431,8	335,1	235,9	166,4	117,5	67,0	39,6	
marża EBITDA	65,6%	69,9%	70,5%	71,1%	71,3%	71,2%	71,0%	70,9%	69,8%	68,6%	
Amortyzacja	117,3	152,0	122,6	100,3	77,1	54,6	38,7	27,6	16,6	10,3	
EBIT	289,2	467,9	391,2	331,5	258,0	181,3	127,6	90,0	50,5	29,2	
marża EBIT	46,7%	52,8%	53,7%	54,6%	54,9%	54,7%	54,5%	54,3%	52,5%	50,7%	
Opodatkowanie EBIT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
CAPEX	-363,3	-161,7	-125,0	-91,8	-65,1	-44,7	-29,4	-20,1	-16,7	-16,7	
FCF	43,1	458,3	388,8	340,0	270,0	191,3	137,0	97,4	50,3	22,9	
WACC	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	6,9%	
współczynnik dyskonta	95,1%	88,9%	83,1%	77,7%	72,7%	68,0%	63,5%	59,4%	55,6%	52,0%	
PV FCF	41,0	407,5	323,2	264,3	196,3	130,0	87,1	57,9	28,0	11,9	56,7
Litwa	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	(...)
Przychody ze sprzedaży	51,0	44,5	43,6	42,8	41,9	41,1	40,2	39,4	38,7	37,9	
EBITDA skor.	26,7	23,3	22,9	22,4	21,9	21,5	21,1	20,7	20,2	19,8	
marża EBITDA	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	52,4%	
Amortyzacja	11,4	11,1	10,9	10,7	10,5	10,3	10,1	9,9	9,7	9,5	
EBIT	15,4	12,2	11,9	11,7	11,5	11,2	11,0	10,8	10,6	10,4	
marża EBIT	30,1%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	27,4%	
Opodatkowanie EBIT	2,3	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	
CAPEX	-6,1	-5,8	-5,7	-5,6	-5,5	-5,4	-5,3	-5,1	-5,0	-4,9	
FCF	18,3	15,7	15,4	15,1	14,8	14,5	14,2	13,9	13,6	13,3	
WACC	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	7,7%	
współczynnik dyskonta	94,6%	87,8%	81,5%	75,6%	70,2%	65,1%	60,4%	56,1%	52,1%	48,3%	
PV FCF	17,3	13,8	12,5	11,4	10,4	9,4	8,6	7,8	7,1	6,4	39,7
Wartość aktywów PL	1 613,1										
Wartość aktywów NO	875,3										
Wartość aktywów LT	124,8										
w tym rezerwy likwidacyjne (PL, LT, NO)	-891,9										
Wartość ziół Lotosu netto	2 613,1										
na akcję Lotosu	14,1										
EV/2P w USD/Bbl	9,2										

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2021-2023 dla dwóch osobnych grup porównawczych. W pierwszej grupie spółek uwzględniliśmy regionalne spółki rafineryjne, które nie mają ekspozycji na segment wydobywania lub jest ona ograniczona. Do drugiej grupy wybraliśmy z kolei podmioty zajmujące się produkcją węglowodorów oraz zintegrowane spółki z sektora Oil&Gas posiadające rozbudowane segmenty wydobywcze, które generują znaczną część bieżącego strumienia EBITDA. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tego rodzaju działalności. Dla obydwu kategorii przyjęliśmy wagi według udziału segmentów w EBITDA w latach 2021-2023.

(PLN)	waga	cena
Spółki rafineryjne	60%	44,22
Spółki wydobywcze	40%	36,11
wycena porównawcza		40,98

Analiza porównawcza (spółki rafineryjne)

Spółki rafineryjne	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
HELLENIC PETROLEUM	5,4	-	15,4	8,5	7,0	11,1	7,6	6,2	5,6
MOL	2 184	-	11,5	18,5	9,6	4,4	4,3	4,6	3,8
MOTOR OIL	12,7	13,3	8,4	6,0	7,5	6,6	5,9	4,8	5,2
NESTE OYJ	49,2	31,8	30,9	24,9	20,1	20,7	19,2	16,0	13,2
OMV	43,2	20,8	9,5	8,0	7,7	8,8	5,7	5,1	5,1
OMV PETROM	0,4	-	8,7	8,3	8,7	3,0	2,6	2,5	2,6
PKN ORLEN	62,8	8,1	15,0	17,2	11,3	5,4	6,5	6,3	5,8
SARAS	0,6	-	-	48,8	9,8	-	8,3	4,9	3,9
TUPRAS	92,1	-	15,5	7,3	6,6	41,0	7,9	5,4	5,2
Maksimum		31,8	30,9	48,8	20,1	41,0	19,2	16,0	13,2
Minimum		8,1	8,4	6,0	6,6	3,0	2,6	2,5	2,6
Mediana		17,0	13,2	8,5	8,7	7,7	6,5	5,1	5,2
GRUPA LOTOS	42,4	-6,6	15,9	10,5	6,8	5,7	6,7	4,2	3,3
Premia (dyskonto)		-	20%	24%	-21%	-25%	4%	-19%	-35%
Implikowana wycena									
Mediana		17,0	13,2	8,5	8,7	7,7	6,5	5,1	5,2
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)	44,2								

Analiza porównawcza (spółki wydobywcze)

Spółki wydobywcze	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
AKER BP	246,2	-	16,8	16,3	13,5	6,6	4,2	3,8	3,4
BP	301,6	-	12,0	8,7	7,9	11,4	5,2	4,7	4,5
ENI	10,2	-	16,5	11,7	9,9	5,7	3,8	3,4	3,2
SHELL	17,2	32,4	10,2	8,3	7,0	7,0	4,9	4,5	4,5
STATOIL (EQUINOR)	167,8	35,1	12,3	12,2	12,0	4,6	3,4	3,2	3,2
TOTAL	40,1	32,9	12,9	10,4	10,0	9,2	5,7	5,1	5,0
TULLOW OIL	51,9	33,9	-	35,6	0,3	5,5	6,2	5,2	4,7
LUKOIL	6204,5	64,4	9,2	7,9	7,9	6,4	4,5	4,2	4,1
BASHNEFT	1613,5	-	3,2	8,7	5,0	11,1	2,1	3,5	3,0
GAZPROM NEFT	370,5	16,7	5,7	5,2	4,9	7,1	4,7	4,4	4,1
ROSNEFT	570,6	-	5,9	5,4	5,4	8,4	4,7	4,4	4,4
Maksimum		64,4	16,8	35,6	13,5	11,4	6,2	5,2	5,0
Minimum		16,7	3,2	5,2	0,3	4,6	2,1	3,2	3,0
Mediana		33,4	11,1	8,7	7,9	7,0	4,7	4,4	4,1
GRUPA LOTOS	42,4	-6,6	15,9	10,5	6,8	5,7	6,7	4,2	3,3
Premia (dyskonto)		-	43,5%	20,8%	-13,1%	-18%	44,0%	-5%	-19%
Implikowana wycena									
Mediana		33,4	11,1	8,7	7,9	7,0	4,7	4,4	4,1
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)	36,1								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
Przychody ze sprzedaży	24 185,6	30 121,7	29 493,3	20 363,7	26 284,0	25 990,7	26 345,4
zmiana	15,5%	24,5%	-2,1%	-31,0%	29,1%	-1,1%	1,4%
EBITDA LIFO skorygowana	3 049,7	3 126,1	2 852,1	1 832,7	1 639,9	2 465,8	2 905,2
Rafineria	2 058,2	2 022,1	1 965,1	1 142,8	615,9	1 205,1	1 752,5
efekt LIFO	170,9	499,9	-141,2	-744,2	432,6	0,0	0,0
Upstream	863,4	916,5	620,6	468,1	765,2	998,5	887,0
Detal	138,5	181,1	258,6	221,8	258,8	262,2	265,8
Pozostałe	-10,4	6,4	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0
EBITDA	3 072,8	3 704,0	2 879,0	-329,5	1 942,4	2 465,8	2 905,2
EBIT	2 228,5	2 981,3	1 969,7	-1 392,3	885,6	1 338,1	1 767,5
zmiana	20,2%	33,8%	-33,9%	-	-	51,1%	32,1%
marża EBIT	9,2%	9,9%	6,7%	-6,8%	3,4%	5,1%	6,7%
Wynik na działalności finansowej	216,0	-262,0	-281,7	-355,0	-200,2	-205,7	-181,8
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	3,2	3,3	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk brutto	2 447,7	2 722,6	1 692,2	-1 747,3	685,5	1 132,5	1 585,7
Podatek dochodowy	775,9	1 135,2	539,3	-549,5	191,7	388,3	437,2
Udziałowcy mniejszościowi	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	1 671,8	1 587,4	1 152,9	-1 197,8	493,8	744,2	1 148,5
zmiana	64,7%	-5,0%	-27,4%	-	-	50,7%	54,3%
marża	6,9%	5,3%	3,9%	-5,9%	1,9%	2,9%	4,4%
Amortyzacja	844,3	722,7	909,3	1 062,8	1 056,8	1 127,7	1 137,7
EBITDA	3 072,8	3 704,0	2 879,0	-329,5	1 942,4	2 465,8	2 905,2
zmiana	5,1%	20,5%	-22,3%	-	-	26,9%	17,8%
marża EBITDA	12,7%	12,3%	9,8%	-1,6%	7,4%	9,5%	11,0%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9
EPS	9,0	8,6	6,2	-6,5	2,7	4,0	6,2
CEPS	13,6	12,5	11,2	-0,7	8,4	10,1	12,4
ROAE	17,3%	14,0%	9,3%	-9,9%	4,3%	6,3%	9,4%
ROAA	8,3%	7,3%	5,0%	-5,4%	2,3%	3,3%	5,2%

Bilans

(mIn PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
AKTYWA	21 171,2	22 223,9	23 672,1	21 052,6	22 624,4	22 065,3	22 105,1
Majątek trwały	12 462,1	13 078,0	14 236,2	13 898,4	14 220,8	14 153,3	14 037,6
Rzeczowe aktywa trwałe	11 165,7	11 786,4	13 270,8	12 516,3	12 982,5	13 210,0	13 339,3
Wartości niematerialne i prawne	468,0	489,9	490,5	458,7	431,9	399,4	365,1
Wartość firmy	106,5	117,2	142,2	142,2	142,2	142,2	142,2
Inwestycje długoterminowe	2,7	9,1	0,1	500,1	500,1	500,1	500,1
Pozostałe aktywa trwałe	719,2	675,4	332,6	281,1	164,1	-98,4	-309,1
Majątek obrotowy	8 709,1	9 145,9	9 435,9	7 154,1	8 403,6	7 912,0	8 067,5
Zapasy	3 559,6	4 848,9	4 854,3	3 411,1	4 230,5	3 780,4	3 885,8
Należności krótkoterminowe	2 677,0	1 880,4	2 609,1	2 240,0	2 365,6	2 339,2	2 371,1
Pozostałe aktywa obrotowe	551,8	475,3	455,9	455,9	455,9	455,9	455,9
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	1 920,7	1 941,3	1 516,6	1 047,1	1 351,6	1 336,5	1 354,7

(mIn PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
PASYWA	21 171,2	22 223,9	23 672,1	21 052,6	22 624,4	22 065,3	22 105,1
Kapitał własny	10 712,4	12 034,7	12 715,3	11 375,2	11 757,5	11 947,1	12 540,9
Kapitał akcyjny	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9
Pozostałe kapitały własne	10 527,5	11 849,8	12 530,4	11 190,3	11 572,6	11 762,2	12 356,0
Kapitały mniejszości	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Zobowiązania długoterminowe	4 264,4	4 044,3	5 097,9	4 636,3	5 180,4	4 684,3	4 291,5
Pożyczki i kredyty	2 738,3	2 345,3	3 142,6	2 681,0	3 225,1	2 729,0	2 336,2
Pozostałe	1 526,1	1 699,0	1 955,3	1 955,3	1 955,3	1 955,3	1 955,3
Zobowiązania krótkoterminowe	6 194,3	6 144,8	5 858,8	5 041,0	5 686,4	5 433,9	5 272,6
Pożyczki i kredyty	1 687,6	1 538,7	1 273,8	1 056,8	1 312,6	1 079,4	894,7
Zobowiązania handlowe	2 201,7	1 913,7	1 940,8	1 340,0	1 729,6	1 710,3	1 733,6
Pozostałe	2 095,0	2 127,1	2 427,1	2 427,1	2 427,1	2 427,1	2 427,1
Dług	4 425,9	3 884,0	4 416,4	3 737,8	4 537,7	3 808,3	3 230,9
Dług netto	2 505,2	1 942,7	2 899,8	2 690,6	3 186,1	2 471,8	1 876,2
(Dług netto / Kapitał własny)	23,4%	16,1%	22,8%	23,7%	27,1%	20,7%	15,0%
(Dług netto / EBITDA LIFO)	0,8	0,6	1,0	1,5	1,9	1,0	0,6
BVPS	57,9	65,1	68,8	61,5	63,6	64,6	67,8

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
Przepływy operacyjne	3 126,5	2 327,5	2 130,2	2 390,4	1 312,3	2 797,3	2 564,8
Zysk netto	1 671,8	1 587,4	1 152,9	-1 197,8	493,8	744,2	1 148,5
Amortyzacja	844,3	722,7	909,3	1 062,8	1 056,8	1 127,7	1 137,7
Kapitał obrotowy	-172,7	-748,1	-709,7	1 211,5	-555,4	457,2	-113,9
Pozostałe	783,1	765,5	777,7	1313,9	317,2	468,2	392,6
Przepływy inwestycyjne	-1 448,7	-1 086,6	-407,9	-1 398,4	-1 211,7	-1 036,4	-946,3
CAPEX	-1 439,2	-967,2	-805,0	-914,9	-1 227,2	-1 053,7	-963,7
Inwestycje kapitałowe	-57,0	-233,9	0,0	-500,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	47,5	114,5	397,1	16,5	15,5	17,3	17,4
Przepływy finansowe	-482,7	-1 235,0	-2 141,2	-1 461,5	203,8	-1 776,0	-1 600,2
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-174,5	-842,3	-1 075,8	-636,1	873,3	-729,3	-577,4
Dywidenda (buy-back)	-184,9	-184,9	-554,6	-184,9	-184,9	-554,6	-554,6
Pozostałe	-240,1	-257,3	-511,3	-640,5	-484,6	-492,0	-468,2
Zmiana stanu środków pieniężnych	1 189,8	17,7	-421,7	-469,5	304,4	-15,1	18,2
Środki pieniężne na koniec okresu	1 920,7	1 941,3	1 516,6	1 047,1	1 351,6	1 336,5	1 354,7
DPS (PLN)	1,00	1,00	3,00	1,00	1,00	3,00	3,00
FCFF	628,0	619,6	825,0	16,6	-31,9	1 481,0	1 390,4
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	6,0%	3,2%	2,7%	4,5%	4,7%	4,1%	3,7%

Wskaźniki rynkowe

	2017	2018	2019	2020P	2021P	2022P	2023P
P/E	4,7	4,9	6,8	-	15,9	10,5	6,8
P/CE	3,1	3,4	3,8	-	5,1	4,2	3,4
P/BV	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6
P/S	0,3	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
FCFF/EV	6,1%	6,3%	7,7%	0,2%	-0,3%	14,4%	14,3%
EV/EBITDA	3,4	2,6	3,7	-	5,7	4,2	3,3
EV/EBIT	4,6	3,3	5,5	-	12,5	7,7	5,5
EV/S	0,4	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,4
DYield	2,4%	2,4%	7,1%	2,4%	2,4%	7,1%	7,1%
Cena (PLN)	42,44	42,44	42,44	42,44	42,44	42,44	42,44
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9	184,9
MC (mln PLN)	7 846	7 846	7 846	7 846	7 846	7 846	7 846
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	0	0	0	0	0	0	0
EV (mln PLN)	10 351	9 789	10 746	10 537	11 032	10 318	9 722

czwartek, 25 marca 2021 | aktualizacja raportu

MOL: kupuj (podwyższona)

MOL HB; MOLB.BU | Paliwa, Węgry

Zrównoważona ekspozycja na trendy makro

Kurs MOL odrobił większość pandemicznych strat, ale wciąż do poziomów z początku 2020 brakuje ~20%. Tymczasem dzięki sprzyjającym tendencjom na cenach surowców tegoroczna CCS EBITDA będzie tylko 5% niższa od wyniku z 2019 roku. Zwracamy uwagę, że koncern oferuje zrównoważoną ekspozycję na wszystkie kluczowe elementy naszego bazowego scenariusza makro (drogie surowce, odbicie w rafinerii) i choć ucierpi na zakładanej kontrakcji marż petrochemicznych w kolejnych latach, to będzie w stanie wrócić do poziomu 2,5 mld USD w perspektywie 2023 roku. Relatywnie niska wycena, mocny bilans, wysoki FCFF yield i stabilna dywidenda, połączona z zaadresowanym problemem emisyjności powinny dodatkowo wspierać sentyment inwestycyjny wokół Spółki. Uwzględniając nowe założenia aktualizujemy cenę docelową do 2571 HUF (w tym efekt wyceny porównawczej) i podnosimy rekomendację z akumuluj do kupuj.

Powrót do wyników sprzed COVID-19 w 2023 roku

Mocne odbicie cen ropy i gazu pozwoli na skokowy wzrost EBITDA w obszarze upstream, ale w kolejnych latach ten efekt będzie neutralizowany przez zapowiedziane spadki wolumenów. Kluczem do powrotu skonsolidowanego CCS EBITDA w okolice poziomów 2018-19 będzie zakładana odbudowa marżowości w rafinerii i dalszy wzrost w detalu (choć w tym roku po rekordowym 2020 r. będzie o to trudno). Przypominamy, że dodatkowo w tym roku odczuwalny będzie spadek przychodów z przesyłu gazu. Nasza tegoroczna prognoza EBITDA jest zbieżna z założeniem Spółki (lepiej w wydobywaniu, gorzej w rafinerii), podobnie jak zagregowane wyniki 2021-25 (12 mld USD), choć przy bardziej optymistycznych założeniach dla Brent (+10 USD/Bbl) i marży rafineryjnej (+0,5 USD/Bbl).

Mocny bilans, wysoki FCF, stabilne dywidendy

Spółka zamknęła rok 2020 wskaźnikiem długu netto do CCS EBITDA na poziomie 1,6x, co stanowi bezpieczny poziom szczególnie w kontekście oczekiwanej poprawy wyników i finalizacji projektu inwestycyjnego w petrochemii. Zgodnie z ostatnimi prognozami Zarządu, obniżamy w naszym modelu założenia nakładów odtworzeniowych zarówno w segmencie upstream jak i downstream. W efekcie stopa FCFF/EV w latach 2021-25 powinna sięgać średnio 8,5%. Dywidendę w najbliższych latach przyjmujemy na poziomie 105 HUF/akcję (zbliżone do oczekiwań sformułowanych przez Zarząd na poziomie 110 HUF), co implikuje DYield nieznacznie poniżej 5%.

Eko-inwestycje - plany na razie trudne do kwantyfikacji

MOL koncentruje się na transformacji w kierunku gospodarki nisko-emisyjnej i przedstawił konkretne cele redukcji emisji CO2 (projekty CCS, biopaliwa, recykling). Wpisuje się to w obecną narrację w sektorze (redukcja emisji, ESG) i w naszej opinii powinno wspierać sentyment inwestycyjny wokół Spółki, aczkolwiek kwantyfikacja finansowa większości tych projektów jest na tym etapie bardzo trudna (brak parametrów technicznych/finansowych dla poszczególnych projektów, potencjalne finansowanie z funduszy UE).

(mld HUF)	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przychody	5 266,7	4 011,0	5 028,7	4 902,1	5 064,1
EBITDA	685,1	579,4	698,7	622,7	719,8
marża EBITDA	13,0%	14,4%	13,9%	12,7%	14,2%
EBIT	294,1	67,4	214,1	139,0	233,5
Zysk netto	223,2	-15,9	136,3	85,0	162,9
P/E	7,4	-	12,2	19,5	10,2
P/CE	2,7	3,3	2,7	2,9	2,6
P/BV	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
EV/EBITDA	3,7	4,9	4,3	4,8	4,0
DPS	142,4	0,0	105,4	105,4	105,4
DYield	6,5%	0,0%	4,8%	4,8%	4,8%

Cena bieżąca	2 184 HUF
Cena docelowa	2 571 HUF
Kapitalizacja	1 658 mld HUF
Free float	762 mld HUF
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	4,31 mld HUF

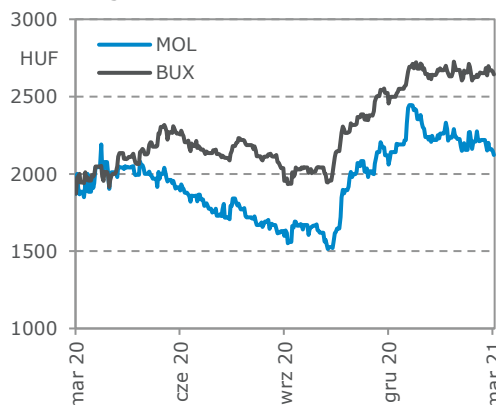
Struktura akcjonariatu

Rząd węgierski	25,2%
Akcje własne (w tym opcje)	21,7%
Oman Oil	7,1%
Pozostali	46,0%

Profil spółki

Grupa MOL to zintegrowany koncern paliwowy prowadzący międzynarodową działalność wydobywczą z produkcją rzędu 110 mboe/d (rezerwy 2P po ostatniej akwizycji w Azerbejdżanie sięgają 364 mln boe), rafineryjną (3 rafinerie o łącznych mocach przerobowych 21 mln ton i 2 kompleksy petrochemiczne) i detaliczną (ponad 1900 stacji benzynowych w regionie CEE). Spółka jest również właścicielem gazowej infrastruktury przesyłowej na Węgrzech.

Kurs akcji MOL na tle BUX



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
MOL (HUF)	2 571	2 379	kupuj	akumuluj
Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany	
MOL (HUF)	2 184	2 571	+17,7%	
Zmiana prognoz od ostatniego raportu		2021P	2022P	2023P
CCS EBITDA		+3,4%	-12,8%	-5,0%
Zysk netto		+1,2%	-48,3%	-13,1%
Marża+B/U (USD/Bbl)		-37,4%	-20,3%	-6,1%
Marża petchem (USD/t)		+30,4%	+2,5%	+4,3%
USD/HUF		-1,4%	-1,2%	-1,2%
Brent		+30,0%	+20,0%	+20,0%

Analityk:

Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.kliszcz@mbank.pl

Wycena

Wartość spółki MOL szacujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji MOL szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 2 571 HUF.

(HUF)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	2 315
Wycena DCF	50%	2 522
cena wynikowa		2 418
cena docelowa za 9 m-cy		2 571

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2021 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy dług netto na koniec 2020 roku wraz z zobowiązaniami z tytułu leasingu i po korekcie o papiery wartościowe przeznaczone do sprzedaży. Udziałów mniejszości nie uwzględniamy na tym etapie, gdyż dotyczą one przede wszystkim segmentu wydobywczego, w którego wycenie oddzielnie jest to wzięte pod uwagę.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne.
- Model zdyskontowanych przepływów nie uwzględnia segmentu wydobywczego, który jest wyceniony osobno metodą NPV (tabela poniżej). Jego wartość powiększa EV wyliczoną z modelu DCF.
- Wycenę powiększamy o wartość udziałów w jednostkach konsolidowanych metodą praw własności, głównie 10%

w Pearl Petroleum (projekt wydobywczy w Iraku, którego operatorem jest Dana Gas), a także projektu wydobywcze JV w Rosji i Kazachstanie oraz 49% udziałów w inwestycji w zakład kauczuku syntetycznego.

- Liczba akcji jest skorygowana o posiadane akcje własne oraz akcje przekazane OTP w ramach umowy swap.
- Przy obliczaniu wartości rezydualnej, korygujemy wielkość nakładów inwestycyjnych do 308 mld HUF zrównując tę pozycję do poziomu amortyzacji.
- Po roku 2030 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,5%, współczynnik beta na poziomie 1,0. W przypadku wyceny segmentu wydobywczego stopa wolna od ryzyka jest kalkulowana osobno dla poszczególnych krajów, w których MOL prowadzi działalność operacyjną.

Dodatkowe założenia:

(USD/Bbl)	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
ropa Brent	42,4	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
ropa Ural	41,8	63,8	58,8	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
cena gazu TTF USD/1000m3	119,8	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0
dyferencjał Ural-Brent	0,6	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
benchmarkowa marża rafinerijna	2,4	0,4	2,4	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
Przerób ropy w mln ton	17,3	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
Sprzedaż petrochemiczna w tys. ton	1443	1443	1443	1643	1643	1643	1643	1643	1643	1643	1643
Marża petrochemiczna MOL w EUR/t	384	396	300	314	359	359	359	359	359	359	359

	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
kurs USD/HUF	307,9	291,7	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6
kurs EUR/HUF	351,2	364,2	358,5	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2	351,2

Model DCF

(mld HUF)	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	2030+
Przychody ze sprzedaży	4 518	4 459	4 638	4 769	4 891	5 016	5 145	5 277	5 412	5 552	5 552
zmiana	25,0%	-1,3%	4,0%	2,8%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	0,0%
EBITDA	350,3	332,4	454,0	499,2	509,0	511,9	514,2	515,8	516,7	516,7	516,7
marża EBITDA	7,8%	7,5%	9,8%	10,5%	10,4%	10,2%	10,0%	9,8%	9,5%	9,3%	9,3%
Amortyzacja	263,8	280,4	286,7	291,8	273,9	273,5	275,3	279,5	285,8	293,1	307,7
EBIT	86,5	51,9	167,3	207,4	235,1	238,5	238,9	236,3	230,8	223,6	209,0
marża EBIT	1,9%	1,2%	3,6%	4,3%	4,8%	4,8%	4,6%	4,5%	4,3%	4,0%	3,8%
Opodatkowanie EBIT	16,4	9,9	31,8	39,4	44,7	45,3	45,4	44,9	43,9	42,5	39,7
NOPLAT	70,1	42,1	135,5	168,0	190,4	193,2	193,5	191,4	187,0	181,1	169,3
CAPEX	-419,8	-388,8	-340,4	-294,5	-295,1	-295,7	-296,2	-300,0	-303,8	-307,7	-307,7
Kapitał obrotowy	-110,4	13,7	-17,6	-10,7	-10,0	-10,7	-11,4	-12,1	-12,7	-12,1	0,0
FCF	-196,3	-52,6	64,2	154,6	159,2	160,2	161,2	158,8	156,3	154,4	169,3
WACC	7,0%	7,0%	7,1%	7,4%	7,6%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	8,1%	8,0%
współczynnik dyskonta	95,1%	88,9%	82,9%	77,2%	71,8%	66,6%	61,8%	57,2%	53,0%	49,0%	49,0%
PV FCF	-186,6	-46,8	53,3	119,4	114,3	106,8	99,6	90,9	82,8	75,7	

WACC	7,0%	7,0%	7,1%	7,4%	7,6%	7,7%	7,9%	8,0%	8,0%	8,1%	8,0%
Koszt długu	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Stopa wolna od ryzyka	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	31,5%	31,2%	28,0%	22,7%	19,1%	15,9%	13,1%	10,9%	9,3%	8,9%	10,0%
Koszt kapitału własnego	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Premia za ryzyko	5,0%	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	1,0

Wzrost FCF po okresie prognozy	1,0%
Wartość rezydualna (TV)	2 413
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	1 183
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	509
Dług netto	934
Udziały w spółkach	215
Wartość aktywów wydobywczych	841
Wartość firmy	1 813
Liczba akcji skorygowana (mln)	718,9
Ostateczna wartość firmy na akcję (tys. HUF)	2,5
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,3%
Cena docelowa (tys. HUF)	2,7

EV/EBITDA('21) dla ceny docelowej	4,9
P/E('21) dla ceny docelowej	14,1
Udział TV w EV (z wyłączeniem wydobywania)	46%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	2,3	2,5	2,7	3,0	3,4
WACC +0,5 p.p.	2,4	2,6	2,8	3,2	3,6
WACC	2,5	2,7	3,0	3,4	4,0
WACC -0,5 p.p.	2,6	2,8	3,2	3,6	4,4
WACC -1,0 p.p.	2,7	3,0	3,4	4,0	5,0

Wycena NPV segmentu wydobywczego (mld HUF)

(mld HUF)	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	(...)
Cena ropy Brent	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
USD/HUF	291,7	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6	286,6

MOL bez INA: Węgry, Irak, Kazachstan, Pakistan, Morze Północne, Azerbejdżan

Przychody ze sprzedaży	389,0	331,3	324,3	301,7	281,6	263,6	247,7	233,6	221,2	199,0	179,4
Produkcja w mboe/d	78,2	72,2	71,9	66,6	61,9	57,6	53,8	50,5	47,5	42,8	38,7
EBITDA	280,0	229,9	215,0	196,4	180,1	172,0	165,1	159,1	154,0	138,5	124,8
marża EBITDA	72,0%	69,4%	66,3%	65,1%	64,0%	65,3%	66,6%	68,1%	69,6%	69,6%	69,6%
Amortyzacja	187,6	173,3	172,4	159,8	148,4	138,2	129,2	121,1	113,9	102,8	92,9
EBIT	92,4	56,7	42,5	36,6	31,7	33,8	35,9	38,0	40,1	35,7	31,9
marża EBIT	23,8%	17,1%	13,1%	12,1%	11,3%	12,8%	14,5%	16,3%	18,1%	17,9%	17,8%
Opodatkowanie EBIT	22,4	13,6	10,0	8,5	7,3	7,8	8,2	8,6	9,0	8,0	7,0
CAPEX	86,2	80,5	74,8	69,7	65,1	61,0	56,6	51,9	46,9	42,5	38,5
FCF	171,4	135,8	130,2	118,2	107,7	103,3	100,3	98,6	98,1	88,1	79,3
WACC	7,3%	7,4%	8,0%	8,3%	8,6%	8,8%	9,0%	9,1%	9,2%	9,4%	9,4%
współczynnik dyskonta	94,8%	88,3%	81,8%	75,5%	69,6%	63,9%	58,7%	53,8%	49,3%	45,1%	41,2%
PV FCF	162,5	120,0	106,5	89,3	74,9	66,0	58,9	53,1	48,3	39,7	32,6

INA: Chorwacja, Angola, Egipt

Przychody ze sprzedaży	122,1	112,3	101,4	91,5	82,6	74,6	67,4	60,9	55,0	49,7	44,9
Produkcja w mboe/d	26,6	24,0	21,6	19,5	17,6	15,9	14,3	12,9	11,7	10,6	9,5
EBITDA	68,4	60,4	50,8	42,1	34,4	30,5	27,1	24,0	21,3	18,9	16,7
marża EBITDA	56,0%	53,8%	50,1%	46,1%	41,6%	40,9%	40,2%	39,4%	38,7%	38,0%	37,2%
Amortyzacja	33,3	30,0	27,1	24,4	22,1	19,9	18,0	16,2	14,6	13,2	11,9
EBIT	35,1	30,4	23,7	17,7	12,3	10,6	9,1	7,8	6,6	5,6	4,8
marża EBIT	28,8%	27,1%	23,4%	19,3%	14,9%	14,2%	13,5%	12,8%	12,1%	11,4%	10,6%
Opodatkowanie EBIT	7,1	6,2	4,8	3,6	2,5	2,1	1,8	1,6	1,3	1,1	1,0
CAPEX	21,9	19,4	17,5	15,8	14,2	12,8	11,6	10,5	9,5	8,5	7,7
FCF	39,5	34,9	28,5	22,8	17,6	15,5	13,6	12,0	10,5	9,2	8,0
WACC	6,0%	6,0%	6,2%	6,5%	6,6%	6,8%	7,0%	7,1%	7,2%	7,2%	7,1%
współczynnik dyskonta	95,7%	90,3%	85,1%	79,9%	75,0%	70,2%	65,6%	61,2%	57,1%	53,3%	49,7%
PV FCF	37,8	31,5	24,3	18,2	13,2	10,9	8,9	7,3	6,0	4,9	4,0

Wartość złóż MOL z wyłączeniem INA	983
Rezerwy na likwidację odwiertów	-189
Wartość złóż INA (udział MOL 49,1%)	90
Rezerwy na likwidację odwiertów	-44
Wartość złóż MOL	841
na akcję MOL w tys. HUF	1,2
Rezerwy 2P (mmboe)	319,5
EV/2P w USD/Bbl	11,8

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2021-2023 dla dwóch osobnych grup porównawczych. W pierwszej grupie spółek uwzględniliśmy regionalne spółki rafineryjne, które nie mają ekspozycji na segment wydobywania lub jest ona ograniczona. Do drugiej grupy wybraliśmy z kolei podmioty zajmujące się produkcją węglowodorów oraz zintegrowane spółki z sektora oil&gas posiadające rozbudowane segmenty wydobywcze, które generują znaczną część bieżącego strumienia EBITDA. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tego rodzaju działalności. Dla obydwu kategorii przyjęliśmy wagi według udziału segmentów w EBITDA Grupy w latach 2021-2023.

(HUF)	waga	cena
Spółki rafineryjne	55%	2 636
Spółki wydobywcze	45%	1 923
wycena porównawcza		2 315

Analiza porównawcza (spółki rafineryjne)

Spółki rafineryjne	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
GRUPA LOTOS	42,4	-6,6	15,9	10,5	6,8	5,7	6,7	4,2	3,3
HELLENIC PETROLEUM	5,4	1796,7	15,4	8,5	7,0	11,1	7,6	6,2	5,6
MOTOR OIL	12,7	13,3	8,4	6,0	7,5	6,6	5,9	4,8	5,2
NESTE OYJ	49,2	31,8	30,9	24,9	20,1	20,7	19,2	16,0	13,2
OMV	43,2	20,8	9,5	8,0	7,7	8,8	5,7	5,1	5,1
OMV PETROM	0,4	-	8,7	8,3	8,7	3,0	2,6	2,5	2,6
PKN ORLEN	62,8	8,1	15,0	17,2	11,3	5,4	6,5	6,3	5,8
SARAS	0,6	-	-	48,8	9,8	410,0	8,3	4,9	3,9
TUPRAS	92,1	-	15,5	7,3	6,6	41,0	7,9	5,4	5,2
Maksimum		1796,7	30,9	48,8	20,1	410,0	19,2	16,0	13,2
Minimum		-6,6	8,4	6,0	6,6	3,0	2,6	2,5	2,6
Mediana		17,0	15,2	8,5	7,7	8,8	6,7	5,1	5,2
MOL	2 184	-	11,5	18,5	9,6	4,4	4,3	4,6	3,8
(premia / dyskonto)		-	-24,2%	117%	25,0%	-50,1%	-36,1%	-10,1%	-25,7%
Implikowana wycena									
Mediana		17,0	15,2	8,5	7,7	8,8	6,7	5,1	5,2
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (HUF)	2 636								

Analiza porównawcza (spółki wydobywcze)

Spółki wydobywcze	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
AKER BP	246,2	-	16,8	16,3	13,5	6,6	4,2	3,8	3,4
BP	301,6	-	12,0	8,7	7,9	11,4	5,2	4,7	4,5
ENI	10,2	-	16,5	11,7	9,9	5,7	3,8	3,4	3,2
SHELL	17,2	32,4	10,2	8,3	7,0	7,0	4,9	4,5	4,5
STATOIL (EQUINOR)	167,8	35,1	12,3	12,2	12,0	4,6	3,4	3,2	3,2
TOTAL	40,1	32,9	12,9	10,4	10,0	9,2	5,7	5,1	5,0
TULLOW OIL	51,9	33,9	-	35,6	0,3	5,5	6,2	5,2	4,7
LUKOIL	6204,5	64,4	9,2	7,9	7,9	6,4	4,5	4,2	4,1
BASHNEFT	1613,5	-	3,2	8,7	5,0	11,1	2,1	3,5	3,0
GAZPROM NEFT	370,5	16,7	5,7	5,2	4,9	7,1	4,7	4,4	4,1
ROSNEFT	570,6	-	5,9	5,4	5,4	8,4	4,7	4,4	4,4
Maksimum		64,4	16,8	35,6	13,5	11,4	6,2	5,2	5,0
Minimum		16,7	3,2	5,2	0,3	4,6	2,1	3,2	3,0
Mediana		33,4	11,1	8,7	7,9	7,0	4,7	4,4	4,1
MOL	2 184	-	11,5	18,5	9,6	4,4	4,3	4,6	3,8
(premia / dyskonto)		-	4,0%	111%	22,6%	-37,4%	-8,0%	5,3%	-6,7%
Implikowana wycena									
Mediana		33,4	11,1	8,7	7,9	7,0	4,7	4,4	4,1
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (HUF)	1 923								

Rachunek wyników

(mld HUF)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przychody ze sprzedaży	4 130,3	5 168,7	5 266,7	4 011,0	5 028,7	4 902,1	5 064,1
zmiana	16,2%	25,1%	1,9%	-23,8%	25,4%	-2,5%	3,3%
CCS EBITDA	672,7	728,2	708,9	629,7	670,7	622,7	719,8
CCS EBITDA	234,8	344,2	305,2	210,2	348,5	290,4	265,8
Wydobycie	197,5	183,1	169,5	148,5	73,3	128,7	202,6
Rafineria	126,8	86,6	82,9	80,6	93,8	41,0	83,4
Petrochemia	97,3	114,8	137,3	156,2	153,4	161,7	167,7
Detal	61,4	50,3	54,2	62,0	42,0	42,0	42,0
Przesył gazu	-45,1	-50,9	-40,3	-27,8	-40,2	-41,0	-41,8
EBITDA	672,6	764,2	685,1	579,4	698,7	622,7	719,8
EBIT	354,4	352,9	294,1	67,4	214,1	139,0	233,5
Wynik na działalności finansowej	-6,7	-36,5	-17,4	-110,5	-26,3	-22,3	-25,0
Pozostałe	17,9	15,0	-1,0	2,5	10,0	10,0	10,0
Zysk brutto	365,6	331,4	275,7	-40,7	197,7	126,7	218,5
Podatek dochodowy	49,2	25,7	47,3	11,1	46,0	29,6	46,6
Udziałowcy mniejszościowi	9,5	4,5	5,2	-35,8	15,5	12,1	9,0
Zysk netto	307,0	301,2	223,2	-15,9	136,3	85,0	162,9
zmiana	16,5%	-1,9%	-25,9%	-	-	-37,6%	91,6%
marża	7,4%	5,8%	4,2%	-0,4%	2,7%	1,7%	3,2%
Amortyzacja	318,3	411,5	391,0	512,0	484,7	483,8	486,3
EBITDA	672,7	764,4	685,1	579,4	698,7	622,7	719,8
zmiana	7,9%	13,6%	-10,4%	-15,4%	20,6%	-10,9%	15,6%
marża EBITDA	16,3%	14,8%	13,0%	14,4%	13,9%	12,7%	14,2%
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0
EPS	404,4	396,8	294,1	-21,0	179,6	112,0	214,6
CEPS	823,8	939,0	809,2	653,6	818,1	749,4	855,3
ROAE	19,0%	16,1%	10,8%	-0,7%	6,1%	3,8%	7,1%
ROAA	7,4%	6,8%	4,6%	-0,3%	2,4%	1,5%	2,9%

Bilans

(mld HUF)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
AKTYWA	4 231,7	4 611,8	5 132,3	5 507,3	5 664,4	5 638,3	5 624,4
Majątek trwały	2 891,6	3 016,2	3 451,9	4 210,7	4 253,9	4 258,9	4 205,2
Rzeczowe aktywa trwałe	2 261,2	2 274,3	2 686,0	3 218,0	3 259,2	3 263,9	3 212,8
Wartości niematerialne i prawne	181,5	195,4	208,0	389,8	391,8	392,0	389,5
Udziały w innych podmiotach	206,4	198,4	206,1	214,8	214,8	214,8	214,8
Pozostałe aktywa trwałe	242,6	348,0	351,9	388,1	388,1	388,1	388,1
Majątek obrotowy	1 340,1	1 595,4	1 680,4	1 296,6	1 410,5	1 379,4	1 419,2
Zapasy	436,6	492,7	517,1	461,4	578,5	563,9	582,5
Należności krótkoterminowe	539,0	588,6	610,3	523,3	656,1	639,5	660,7
Pozostałe aktywa obrotowe	162,5	130,5	226,9	118,1	118,1	118,1	118,1
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	202,0	383,5	326,1	193,9	57,9	57,9	57,9
PASYWA	4 231,7	4 611,8	5 132,3	5 507,3	5 664,4	5 638,3	5 624,4
Kapitał własny	1 741,0	1 994,5	2 151,4	2 215,6	2 261,9	2 256,9	2 329,8
Kapitał akcyjny	79,3	79,3	79,4	78,2	78,2	78,2	78,2
Pozostałe kapitały własne	1 661,7	1 915,2	2 072,0	2 137,3	2 183,6	2 178,7	2 251,6
Kapitał mniejszości	314,8	315,5	300,0	271,0	286,5	298,6	307,6
Zobowiązania długoterminowe	1 006,1	908,7	1 217,4	1 645,1	1 527,9	1 517,8	1 442,2
Pożyczki i kredyty	491,7	354,9	582,4	821,0	703,9	693,7	618,1
Pozostałe	514,4	553,8	635,0	824,1	824,1	824,1	824,1
Zobowiązania krótkoterminowe	1 169,8	1 393,1	1 463,5	1 375,6	1 588,0	1 565,0	1 544,8
Pożyczki i kredyty	171,6	345,4	326,6	321,8	394,7	389,0	346,7
Zobowiązania handlowe	727,1	781,1	841,3	549,6	689,1	671,8	693,9
Pozostałe	271,2	266,7	295,6	504,2	504,2	504,2	504,2
Dług	663,3	700,3	909,0	1 142,8	1 098,6	1 082,8	964,8
Dług netto	435,2	314,2	558,7	934,4	1 026,2	1 010,3	892,4
(Dług netto / Kapitał własny)	25,0%	15,8%	26,0%	42,2%	45,4%	44,8%	38,3%
(Dług netto / CCS EBITDA)	0,6	0,4	0,8	1,6	1,5	1,6	1,2
BVPS	2 293,7	2 627,7	2 834,4	2 919,0	2 980,0	2 973,4	3 069,5

Przepływy pieniężne

(mld HUF)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przepływy operacyjne	559,7	596,1	704,2	572,3	542,4	606,8	655,7
Zysk netto*	316,4	305,7	228,4	-51,7	151,8	97,1	171,9
Amortyzacja	318,3	411,5	391,0	512,0	484,7	483,8	486,3
Kapitał obrotowy	-95,3	-159,4	-69,1	-19,6	-110,4	13,7	-17,6
Pozostałe	20,3	38,3	153,9	131,5	16,3	12,3	15,0
Przepływy inwestycyjne	-255,2	-300,9	-721,8	-791,6	-527,8	-488,7	-432,7
CAPEX	-285,5	-380,4	-596,4	-442,1	-527,8	-488,7	-432,7
Inwestycje kapitałowe	-2,6	-8,9	-47,7	-473,6	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	32,9	88,5	-77,8	124,1	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-320,2	-112,2	-54,5	22,4	-150,5	-118,1	-223,0
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	-18,4	0,0	0,0	0,0
Dług	-213,1	16,4	102,7	60,0	-44,2	-15,9	-118,0
Dywidenda (buy-back)	-52,7	-86,2	-97,6	0,0	-80,0	-80,0	-80,0
Pozostałe	-54,4	-42,3	-59,7	-19,2	-26,3	-22,3	-25,0
Zmiana stanu środków pieniężnych	-20,7	184,9	-60,1	-128,0	-136,0	0,0	0,0
Środki pieniężne na koniec okresu	196,2	383,5	326,1	193,9	57,9	57,9	57,9
DPS (HUF)	78,1	127,5	142,4	0,0	105,4	105,4	105,4
FCFF	240,0	190,0	-75,4	-367,0	14,5	118,1	223,0
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	6,9%	7,4%	11,3%	11,0%	10,5%	10,0%	8,5%

Wskaźniki rynkowe

	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
P/E	5,4	5,5	7,4	-	12,2	19,5	10,2
P/CE	2,7	2,3	2,7	3,3	2,7	2,9	2,6
P/BV	1,0	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
P/S	0,4	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3	0,3
FCFF/EV	10,0%	8,3%	-3,0%	-12,8%	0,5%	4,0%	7,8%
EV/EBITDA	3,6	3,0	3,7	4,9	4,3	4,8	4,0
EV/EBIT	6,8	6,5	8,6	42,5	13,9	21,3	12,2
EV/S	0,6	0,4	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6
DYield	3,6%	5,8%	6,5%	0,0%	4,8%	4,8%	4,8%
Cena (HUF)	2 184	2 184	2 184	2 184	2 184	2 184	2 184
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0	759,0
MC (mld HUF)	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658	1 658
Kapitał udziałowców mniej. (mld PLN)	315	315	300	271	286	299	308
EV (mld HUF)	2 408	2 287	2 516	2 863	2 970	2 967	2 858

czwartek, 25 marca 2021 | aktualizacja raportu

PKN Orlen: trzymaj (podtrzymana)

PKN PW; PKN.WA| Paliwa, Polska

Intensywny program capex => 3 lata ujemnego FCF

Notowania Orlenu wykazują w ostatnich miesiącach wyższą korelację ze spółkami z indeksu Stoxx Oil&Gas, niż z reprezentantami sektora downstream, mimo że korelacja wyników koncernu z cenami węglowodorów jest zdecydowanie ujemna. Oczywiście nie jest to pierwszy raz kiedy obserwujemy takie zjawisko i trudno dyskutować z „indeksowymi” przepływami kapitału. Niemniej jednak „prawdziwy” profil biznesowy koncernu objawi się w wynikach finansowych najbliższych kwartałów, gdzie zakładana odbudowa marż w rafinerii będzie w dużym stopniu neutralizowana przez wyższe koszty gazu, CO₂ i HSFO w segmencie energetycznym. Wsparciem w tym roku może być segment petrochemiczny, ale długi planowy przestój remontowy utrudni monetizację bieżących rekordowych marż, które w kolejnych miesiącach w naszej opinii ulegną już mocnej kontrakcji. Atrakcyjność inwestycyjną walorów Spółki w relacji do grupy porównawczej obniża też perspektywa 3 lat ujemnych przepływów gotówkowych w związku z uruchomieniem intensywnego programu inwestycyjnego (średnioroczny capex 9,7 mld PLN). Po uwzględnieniu nowych założeń makro i aktualizacji wyceny porównawczej podnosimy nieznacznie cenę docelową do 60,64 PLN i pozostawiamy rekomendację trzymaj.

Ceny gazu i ropy nie pomagają

Segment wydobywczy w Orleniu to zaledwie 5% strumienia EBITDA i wysokie ceny surowców zdecydowanie nie pomagają skonsolidowanym wynikom. Droższa ropa oznacza wyższe koszty zużyć własnych HSFO w elektrociepłowniach (0,3-0,4 mld PLN). Największym obciążeniem będą jednak wyższe koszty gazu, gdyż obecne notowania implikują dodatkowe wydatki rzędu 1 mld PLN (nawet zakładając przeniesienie cen surowca 1:1 w przypadku produkcji nawozów). Warto też pamiętać o dużej ekspozycji na rynek CO₂, choć ten efekt będzie rozłożony w czasie z uwagi na politykę zabezpieczeń (szacujemy, że dostosowanie do aktualnych cen rynkowych nastąpi w perspektywie 2-3 lat i będzie kosztować netto ~0,7 mld PLN).

Program inwestycyjny i ujemny FCF

Orlen rozpoczął intensywny program inwestycyjny w obszarze downstream, co będzie skutkować wzrostem średniorocznych nakładów w latach 2021-23 do 9,7 mld PLN. Realizowane projekty (nawozy, visbreaking, glikol, olefiny, biopaliwa) zaczną się pojawiać stopniowo na poziomie EBITDA dopiero w okresie 2022-24. Implikuje to znaczące ujemne przepływy pieniężne w najbliższych 3 latach (-4,6 mld PLN), co zestawiając z wysoką zadeklarowaną dywidendą (1,5 mld PLN) zaowocuje wzrostem długu netto z 18 mld PLN na koniec 2020 roku do 29 mld PLN w 2023 roku (3,0x DN/EBITDA). Będzie to pogarszać mnożnik EV/EBITDA dla Spółki na tle grupy porównawczej i generować wątpliwości, co do możliwości utrzymania wysokiej stopy dywidendy w przyszłości. Na pewno sytuację pod tym względem zmieniłaby na plus bezgotówkowa fuzja z PGNiG, które cechuje zarówno mocny bilans jak i wysoki FCF yield, ale transakcja ta na razie jest na wstępnym etapie i nie znamy parametrów ewentualnej wymiany akcji.

(mln PLN)	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przychody	111 203,0	86 178,0	98 693,5	99 844,8	101 879,0
EBITDA	8 862,0	9 071,0	8 133,8	8 477,5	9 822,2
marża EBITDA	8,0%	10,5%	8,2%	8,5%	9,6%
EBIT	5 365,0	4 562,0	2 732,3	2 543,2	3 636,8
Zysk netto	4 300,0	3 313,0	1 794,9	1 564,1	2 368,5
P/E	6,2	8,1	15,0	17,2	11,3
P/CE	3,4	3,4	3,7	3,6	3,1
P/BV	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
EV/EBITDA	3,8	5,1	6,0	6,3	5,8
DPS	3,50	1,00	3,50	3,50	3,50
DYield	5,6%	1,6%	5,6%	5,6%	5,6%

Cena bieżąca	62,82 PLN
Cena docelowa	60,64 PLN
Kapitalizacja	26,9 mld PLN
Free float	18,0 mld PLN
Średni dzienny obrót (3 m-ce)	167,9 mln PLN

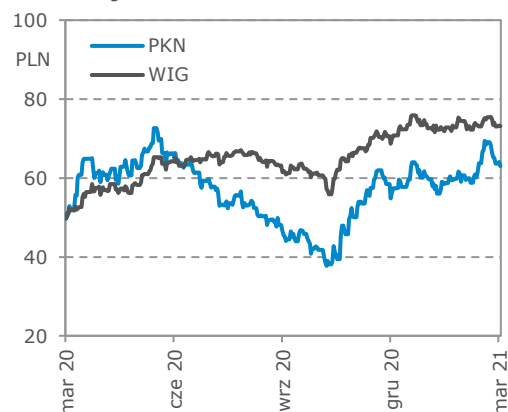
Struktura akcjonariatu

Skarb Państwa	27,52%
NN OFE	7,54%
AVIVA OFE	6,62%
PERN	4,90%
Pozostali	53,42%

Profil spółki

PKN Orlen jest największą spółką rafineryjną w regionie, posiadającą 33 mln ton mocy głębokiego przerobu ropy naftowej rocznie (Polska, Litwa, Czechy) oraz sieć ponad 2800 stacji benzynowych. Ponadto poprzez Spółkę jest aktywna w segmencie chemicznym (nawozy) i petrochemicznym (w tym JV z LyondellBasell). W poprzednich latach PKN zbudował także portfel aktywów wydobywczych (głównie w Kanadzie) z zasobami rzędu ~190 mln boe.

Kurs akcji PKN Orlen na tle WIG



Spółka	Cena docelowa		Rekomendacja	
	nowa	stara	nowa	stara
PKN Orlen	60,64	58,40	trzymaj	trzymaj

Spółka	Cena bieżąca	Cena docelowa	Potencjał zmiany
PKN Orlen	62,82	60,64	-3,5%

Zmiana prognoz od ostatniego raportu	2021P	2022P	2023P
EBITDA LIFO	-4,9%	-6,4%	-1,2%
Zysk netto	-15,9%	-29,9%	-11,4%
Marża+U/B (USD/Bbl)	-32,2%	-18,1%	-7,5%
Marża petchem (USD/t)	+38,9%	+1,4%	+1,4%
USD/PLN	+8,2%	+3,6%	0,0%

Analityk:

Kamil Kliszcz
+48 22 438 24 02
kamil.klischcz@mbank.pl

Wycena

Wartość PKN Orlen szacujemy na podstawie modelu DCF i wyceny porównawczej. Cenę docelową akcji PKN Orlen szacujemy w perspektywie 9-mcy na poziomie 60,64 PLN.

(PLN)	waga	cena
Wycena porównawcza	50%	49,02
Wycena DCF	50%	65,05
cena wynikowa		57,04
cena docelowa za 9 m-cy		60,64

Wycena DCF

Założenia modelu DCF:

- Przepływy pieniężne dyskontujemy na koniec marca 2021 roku. Przy ustalaniu wartości firmy uwzględniamy kapitały mniejszości i dług netto na koniec 2020 roku wraz z zobowiązaniami z tytułu leasingu.
- Wartość firmy korygujemy o rezerwy środowiskowe, alokowane głównie w segmencie wydobywczym.
- W modelu uwzględniamy przedstawione poniżej założenia makroekonomiczne.

- Przy obliczaniu wartości rezydualnej, zrównujemy wielkość nakładów inwestycyjnych do poziomu amortyzacji.
- Po roku 2030 zakładamy wzrost FCF na poziomie 1%. Ponadto przyjmujemy stopę wolną od ryzyka na poziomie 3,5%, współczynnik beta na poziomie 1,0.

Dodatkowe założenia:

(USD/Bbl)	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
ropa Brent	42,4	65,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
ropa Ural	41,8	63,8	58,8	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
dyferencjał Ural-Brent	0,6	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
marża benchmarkowa PKN	2,2	1,5	3,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

Przerób ropy w mln ton	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Orlen	15,6	15,6	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0
Unipetrol	6,1	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Możejki	7,8	8,0	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

Produkcja petrochemiczna w tys. ton	2458	2400	2668	2668	3268	3268	3268	3268	3268	3268	3268
-------------------------------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Chemia i petrochemia	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Marża PVC w EUR/t	619	650	600	550	550	550	550	550	550	550	550
Marża olefiny w USD/t	282	411	310	310	350	350	350	350	350	350	350
Marża HDPE+LDPE USD/t	962	1100	894	894	965	965	965	965	965	965	965
Marża PP USD/t	944	1077	924	924	996	996	996	996	996	996	996
Marża PTA w USD/t	195	47	132	156	146	146	146	146	146	146	146

	2020	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
kurs USD/PLN	3,90	3,73	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
kurs EUR/PLN	4,44	4,48	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30

Model DCF

(mln PLN)	2021P	2022P	2023P	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	+
Przychody ze sprzedaży	98 693	99 845	101 879	103 112	104 200	105 241	106 304	107 391	108 423	109 475	109 475
zmiana	14,5%	1,2%	2,0%	1,2%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,0%
EBITDA	8 134	8 478	9 822	11 629	11 668	11 813	11 920	12 019	12 116	12 217	12 217
marża EBITDA	8,2%	8,5%	9,6%	11,3%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%	11,2%
Amortyzacja	5 401,5	5 934,3	6 185,4	6 902,5	6 770,4	6 720,4	6 612,7	6 527,9	6 582,0	6 700,4	6 707,9
EBIT	2 732,3	2 543,2	3 636,8	4 726,7	4 897,2	5 092,3	5 307,1	5 491,3	5 533,6	5 516,7	5 509,2
marża EBIT	2,8%	2,5%	3,6%	4,6%	4,7%	4,8%	5,0%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%
Opodatkowanie EBIT	519,1	483,2	691,0	898,1	930,5	967,5	1 008,4	1 043,3	1 051,4	1 048,2	1 046,7
NOPLAT	2 213,2	2 060,0	2 945,8	3 828,6	3 966,7	4 124,8	4 298,8	4 448,0	4 482,2	4 468,5	4 462,5
CAPEX	-9 117	-10 060	-10 027	-7 847	-7 306	-6 988	-6 645	-6 681	-6 702	-6 708	-6 708
Kapitał obrotowy	605	-809	-274	-799	-290	-218	-228	-117	-115	-122	-122
FCF	-898	-2 875	-1 169	2 085	3 141	3 640	4 039	4 178	4 247	4 339	4 340
WACC	6,9%	6,7%	6,6%	6,6%	6,7%	6,8%	6,9%	7,0%	7,2%	7,3%	7,5%
współczynnik dyskonta	95,1%	89,2%	83,7%	78,5%	73,6%	68,9%	64,5%	60,2%	56,2%	52,4%	52,4%
PV FCF	-854	-2 564	-978	1 637	2 311	2 508	2 603	2 516	2 387	2 273	

WACC	6,9%	6,7%	6,6%	6,6%	6,7%	6,8%	6,9%	7,0%	7,2%	7,3%	7,5%
Koszt długu	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Stopa wolna od ryzyka	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
Premia za ryzyko	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Efektywna stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Dług netto / EV	33,0%	37,7%	40,0%	39,1%	37,3%	35,2%	32,8%	30,3%	27,8%	25,2%	20,0%
Koszt kapitału własnego	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%	8,5%
Premia za ryzyko	5,0%	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	1,0

Wzrost FCF po okresie prognozy	1,0%
Wartość rezydualna (TV)	66 479
Zdyskontowana wartość rezydualna (PV TV)	34 827
Zdyskontowana wartość FCF w okresie prognozy	11 839
Dług netto	16 907
Rezerwy środowiskowe	1 158
Udziałowcy mniejszościowi	777
Wartość firmy	27 824
Liczba akcji (mln)	427,7
Ostateczna wartość firmy na akcję (PLN)	65,1
9-miesięczny koszt kapitału własnego	6,3%
Cena docelowa (PLN)	69,2

EV/EBITDA('21) dla ceny docelowej	6,3
P/E('21) dla ceny docelowej	16,5
Udział TV w EV	74%

Analiza wrażliwości

	Wzrost FCF w nieskończoności				
	0,0%	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%
WACC +1,0 p.p.	48,9	57,7	69,2	84,8	107,4
WACC +0,5 p.p.	53,0	63,0	76,3	95,0	122,9
WACC	57,7	69,2	84,8	107,4	142,7
WACC -0,5 p.p.	63,0	76,3	95,0	122,9	169,2
WACC -1,0 p.p.	69,2	84,8	107,4	142,7	206,1

Wycena porównawcza

Wycenę mnożnikową przeprowadziliśmy dla wskaźników P/E i EV/EBITDA w horyzoncie 2021-2023 dla dwóch osobnych grup porównawczych. W pierwszej grupie spółek uwzględniliśmy regionalne spółki rafineryjne, które nie mają ekspozycji na segment wydobywania lub jest ona ograniczona. Do drugiej grupy wybraliśmy z kolei globalne koncerny zajmujące się produkcją petrochemiczną. Wyceny tych podmiotów dobrze oddają poziom ryzyka operacyjnego przypisany do tego rodzaju działalności. Dla obydwu kategorii przyjęliśmy wagi według udziału segmentów w EBITDA Grupy w latach 2021-2023.

(PLN)	waga	cena
Spółki rafineryjne	80%	44,05
Spółki petrochemiczne	20%	68,91
wycena porównawcza		49,02

Analiza porównawcza (spółki rafineryjne)

Spółki rafineryjne	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
GRUPA LOTOS	42,4	-	15,9	10,5	6,8	5,7	6,7	4,2	3,3
HELLENIC PETROLEUM	5,4	1796,7	15,4	8,5	7,0	11,1	7,6	6,2	5,6
MOL	2184,0	-	11,5	18,5	9,6	4,4	4,3	4,6	3,8
MOTOR OIL	12,7	13,3	8,4	6,0	7,5	6,6	5,9	4,8	5,2
NESTE OYJ	49,2	31,8	30,9	24,9	20,1	20,7	19,2	16,0	13,2
OMV	43,2	20,8	9,5	8,0	7,7	8,8	5,7	5,1	5,1
OMV PETROM	0,4	-	8,7	8,3	8,7	3,0	2,6	2,5	2,6
SARAS	0,6	-	-	48,8	9,8	410,0	8,3	4,9	3,9
TUPRAS	92,1	-	15,5	7,3	6,6	41,0	7,9	5,4	5,2
Maksimum		1796,7	30,9	48,8	20,1	410,0	19,2	16,0	13,2
Minimum		13,3	8,4	6,0	6,6	3,0	2,6	2,5	2,6
Mediana		26,3	13,5	8,5	7,7	8,8	6,7	4,9	5,1
PKN ORLEN	62,8	8,1	15,0	17,2	11,3	5,4	6,5	6,3	5,8
(premia / dyskonto)		-69%	11%	102%	47%	-39%	-4%	28%	13%
Implikowana wycena									
Mediana		26,3	13,5	8,5	7,7	8,8	6,7	4,9	5,1
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)	44,0								

Analiza porównawcza (spółki petrochemiczne)

Spółki petrochemiczne	P/E					EV/EBITDA			
	Cena	2020	2021P	2022P	2023P	2020	2021P	2022P	2023P
BRASKEM	37,4	-	13,0	16,6	9,5	6,9	5,8	6,2	5,0
DOWDUPONT	62,2	41,4	15,6	15,9	14,8	10,8	7,5	7,6	7,3
EASTMAN CHEMICAL	109,2	18,4	14,1	13,1	12,2	11,5	9,8	9,4	9,1
FORMOSA PLASTICS	98,9	31,9	17,0	15,4	13,2	23,5	16,6	17,0	16,5
HUNTSMAN	27,1	28,7	12,4	10,9	10,2	10,7	6,7	6,2	6,0
LOTTE CHEMICAL	303500	38,3	9,5	9,1	8,1	9,3	4,6	4,4	4,0
LYONDELLBASELL	102,5	21,4	9,6	9,5	8,5	13,1	7,4	7,5	7,0
MITSUBISHI CHEMICAL	848,3	16,3	-	11,0	9,0	8,8	12,0	7,8	7,4
mitsui chemicals	3555,0	15,2	15,0	11,3	10,5	9,0	7,6	6,5	6,1
PETRONAS	8,1	37,5	20,9	18,5	17,1	15,7	10,6	9,6	8,9
WESTLAKE CHEMICAL	86,6	39,1	15,8	16,5	15,5	11,1	7,3	7,5	7,4
Maksimum		41,4	20,9	18,5	17,1	23,5	16,6	17,0	16,5
Minimum		15,2	9,5	9,1	8,1	6,9	4,6	4,4	4,0
Mediana		30,3	14,5	13,1	10,5	10,8	7,5	7,5	7,3
PKN ORLEN	62,8	8,1	15,0	17,2	11,3	5,4	6,5	6,3	5,8
(premia / dyskonto)		-73%	3%	31%	9%	-50%	-14%	-16%	-20%
Implikowana wycena									
Mediana		30,3	14,5	13,1	10,5	10,8	7,5	7,5	7,3
Waga wskaźnika				50,0%				50,0%	
Waga roku		0,0%	33,3%	33,3%	33,3%	0,0%	33,3%	33,3%	33,3%
Wartość firmy na akcję (PLN)	68,9								

Rachunek wyników

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przychody ze sprzedaży	95 364	109 706	111 203	86 178	98 693	99 845	101 879
zmiana	19,9%	15,0%	1,4%	-22,5%	14,5%	1,2%	2,0%
EBITDA LIFO oczyszczona	9 591,2	8 448,0	8 998,0	8 512,0	7 487,1	8 477,5	9 822,2
Rafineria	4 689,0	3 763,6	2 690,0	631,0	-508,3	725,8	1 859,8
Detal	2 049,0	2 781,0	3 067,0	3 288,0	3 113,8	3 176,3	3 252,8
Petrochemia	3 034,0	2 103,0	2 200,0	1 884,0	2 364,7	1 689,4	1 876,5
Energetyka*	129,2	188,4	1 563,0	3 279,0	3 057,4	3 493,0	3 462,6
Wydobycie	293,0	305,0	331,0	323,0	441,8	404,8	412,7
Funkcje korporacyjne	-603,0	-693,0	-853,0	-893,0	-982,3	-1 011,8	-1 042,1
efekt LIFO	799,0	860,0	-131,0	-2 374,0	646,7	0,0	0,0
EBITDA	11 078,0	9 888,0	8 862,0	9 071,0	8 133,8	8 477,5	9 822,2
EBIT	8 657,0	7 215,0	5 365,0	4 562,0	2 732,3	2 543,2	3 636,8
Wynik na działalności finansowej	60,0	-104,0	-11,0	-1 035,0	-501,4	-597,2	-697,7
Wynik zdarzeń nadzwyczajnych	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	0,0	-1,0	-2,0	-15,0	-15,0	-15,0	-15,0
Zysk brutto	8 717,0	7 110,0	5 352,0	3 512,0	2 215,9	1 931,0	2 924,1
Podatek dochodowy	1 544,0	1 506,0	1 054,0	129,0	421,0	366,9	555,6
Udziałowcy mniejszościowi	518,0	48,0	-2,0	70,0	0,0	0,0	0,0
Zysk netto	6 655,0	5 556,0	4 300,0	3 313,0	1 794,9	1 564,1	2 368,5
zmiana	26,5%	-16,5%	-22,6%	-23,0%	-45,8%	-12,9%	51,4%
marża	7,0%	5,1%	3,9%	3,8%	1,8%	1,6%	2,3%
Amortyzacja	2 421,0	2 673,0	3 497,0	4 509,0	5 401,5	5 934,3	6 185,4
EBITDA	11 078,0	9 888,0	8 862,0	9 071,0	8 133,8	8 477,5	9 822,2
zmiana	14,9%	-10,7%	-10,4%	2,4%	-10,3%	4,2%	15,9%
marża EBITDA	11,6%	9,0%	8,0%	10,5%	8,2%	8,5%	9,6%
Liczba akcji na koniec roku (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
EPS	15,6	13,0	10,1	7,7	4,2	3,7	5,5
CEPS	21,2	19,2	18,2	18,3	16,8	17,5	20,0
ROAE	22,6%	16,4%	11,6%	8,2%	4,2%	3,7%	5,5%
ROAA	11,5%	8,9%	6,4%	4,3%	2,0%	1,7%	2,4%

*segm. energetyczny w latach 2017-18 uwzględnia tylko aktywa CCGT

Bilans

(mIn PLN)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
AKTYWA	60 664,0	64 141,0	71 202,0	84 254,0	91 309,2	95 829,7	100 133,6
Majątek trwały	31 740,0	33 932,0	39 277,0	59 991,0	63 706,6	67 832,7	71 673,8
Rzeczowe aktywa trwałe	29 071,0	31 390,0	32 363,0	50 395,0	54 206,3	58 496,3	62 197,8
Wartości niematerialne i prawne	1 272,0	1 323,0	1 600,0	2 528,0	2 432,3	2 268,4	2 408,0
Udziały w innych podmiotach	715,0	650,0	678,0	757,0	757,0	757,0	757,0
Pozostałe aktywa trwałe	682,0	569,0	4 636,0	6 311,0	6 311,0	6 311,0	6 311,0
Majątek obrotowy	28 924,0	30 209,0	31 925,0	24 263,0	27 602,6	27 997,0	28 459,8
Zapasy	12 440,0	14 362,0	15 074,0	12 284,0	14 027,3	14 274,8	14 478,2
Należności krótkoterminowe	9 518,0	10 479,0	9 669,0	9 594,0	10 987,3	11 115,5	11 342,0
Pozostałe aktywa obrotowe	722,0	1 176,0	1 023,0	1 145,0	1 145,0	1 145,0	1 145,0
Środki pieniężne i ich ekwiwalent	6 244,0	4 192,0	6 159,0	1 240,0	1 443,0	1 461,7	1 494,7
PASYWA	60 664,0	64 141,0	71 202,0	84 254,0	91 309,2	95 829,7	100 133,6
Kapitał własny	32 197,0	35 727,0	38 596,0	42 174,0	42 486,9	42 569,1	43 455,6
Kapitał akcyjny	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0	1 058,0
Pozostałe kapitały własne	31 139,0	34 669,0	37 538,0	41 116,0	41 428,9	41 511,1	42 397,6
Kapitał mniejszości	3 014,0	12,0	11,0	777,0	777,0	777,0	777,0
Zobowiązania długoterminowe	9 071,0	11 506,0	14 315,0	18 447,0	20 417,2	23 615,2	25 756,3
Pożyczki i kredyty	6 688,0	8 598,0	11 565,0	13 909,0	15 879,2	19 077,2	21 218,3
Pozostałe	2 383,0	2 908,0	2 750,0	4 538,0	4 538,0	4 538,0	4 538,0
Zobowiązania krótkoterminowe	16 382,0	16 896,0	18 280,0	22 856,0	27 628,1	28 868,4	30 144,8
Pożyczki i kredyty	317,0	1 193,0	1 040,0	5 636,0	6 666,9	8 340,1	9 460,4
Zobowiązania handlowe	14 469,0	13 697,0	15 132,0	13 985,0	17 726,3	17 293,3	17 449,4
Pozostałe	1 596,0	2 006,0	2 108,0	3 235,0	3 235,0	3 235,0	3 235,0
Dług	7 005,0	9 791,0	12 605,0	19 545,0	22 546,1	27 417,3	30 678,6
Dług netto*	761,0	5 599,0	6 446,0	18 305,0	21 103,0	25 955,6	29 183,9
(Dług netto / Kapitał własny)	2,4%	15,7%	16,7%	43,4%	49,7%	61,0%	67,2%
(Dług netto / EBITDA)	0,1	0,6	0,7	2,0	2,6	3,1	3,0
BVPS	75,3	83,5	90,2	98,6	99,3	99,5	101,6

Przepływy pieniężne

(mln PLN)	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
Przepływy operacyjne	8 050,0	4 980,0	9 319,0	7 620,0	8 317,5	7 302,0	8 992,9
Zysk netto*	7 173,0	5 604,0	4 298,0	3 383,0	1 794,9	1 564,1	2 368,5
Amortyzacja	2 421,0	2 673,0	3 497,0	4 509,0	5 401,5	5 934,3	6 185,4
Kapitał obrotowy	-1 967,0	-3 059,0	1 182,0	2 217,0	604,7	-808,7	-273,7
Pozostałe	423,0	-238,0	342,0	-2489,0	516,4	612,2	712,7
Przepływy inwestycyjne	-3 925,0	-3 798,0	-3 994,0	-8 868,0	-9 117,1	-10 060,4	-10 026,5
CAPEX	-4 039,0	-4 454,0	-4 450,0	-7 565,0	-9 117,1	-10 060,4	-10 026,5
Inwestycje kapitałowe	-3,0	0,0	0,0	-1 999,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe	117,0	656,0	456,0	696,0	0,0	0,0	0,0
Przepływy finansowe	-2 832,1	-3 237,0	-3 363,0	-3 711,0	1 002,7	2 777,1	1 066,6
Emisja akcji	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Dług	-1 182,0	2 535,0	-1 111,0	-2 206,0	3 001,1	4 871,2	3 261,3
Dywidenda (buy-back)	-1 283,1	-1 283,0	-1 497,0	-428,0	-1 497,0	-1 497,0	-1 497,0
Pozostałe	-367,0	-4489,0	-755,0	-1077,0	-501,4	-597,2	-697,7
Zmiana stanu środków pieniężnych	1 292,9	-2 055,0	1 962,0	-4 959,0	203,0	18,7	33,0
Środki pieniężne na koniec okresu	6 244,2	4 192,2	6 159,2	1 240,2	1 443,2	1 461,9	1 494,9
DPS (PLN)	3,00	3,00	3,50	1,00	3,50	3,50	3,50
FCFF	3 525,0	869,0	4 540,0	1 595,0	-799,6	-2 758,4	-1 033,6
(CAPEX / Przychody ze sprzedaży)	4,2%	4,1%	4,0%	8,8%	9,2%	10,1%	9,8%

Wskaźniki rynkowe

	2017	2018	2019	2020	2021P	2022P	2023P
P/E	4,0	4,8	6,2	8,1	15,0	17,2	11,3
P/CE	3,0	3,3	3,4	3,4	3,7	3,6	3,1
P/BV	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
P/S	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
FCFF/EV	11,5%	2,7%	13,6%	3,5%	-1,6%	-5,1%	-1,8%
EV/EBITDA	2,8	3,3	3,8	5,1	6,0	6,3	5,8
EV/EBIT	3,5	4,5	6,2	10,1	17,8	21,1	15,6
EV/S	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6
DYield	4,8%	4,8%	5,6%	1,6%	5,6%	5,6%	5,6%
Cena (PLN)	62,82	62,82	62,82	62,82	62,82	62,82	62,82
Liczba akcji na koniec roku skor. (mln)	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7	427,7
MC (mln PLN)	26 869	26 869	26 869	26 869	26 869	26 869	26 869
Kapitał udziałowców mniej. (mln PLN)	3 014	12	11	777	777	777	777
EV (mln PLN)	30 644	32 480	33 326	45 951	48 749	53 601	56 830

Wyjaśnienia użytych terminów i skrótów:

EV – dług netto + wartość rynkowa (EV – wartość ekonomiczna)

EBIT – zysk operacyjny

EBITDA – zysk operacyjny przed operacjami finansowymi, opodatkowaniem i amortyzacją

BOOK VALUE – wartość księgowa

WNDB – wynik na działalności bankowej

MC/S – wartość rynkowa do przychodów ze sprzedaży

EBIT/EV – zysk operacyjny do wartości ekonomicznej

P/E – (Cena/Zysk) – cena dzielona przez roczny zysk netto przypadający na jedną akcję

P/CE – cena do zysku wraz z amortyzacją

ROE – (Return on Equity – zwrot na kapitale własnym) – roczny zysk netto dzielony przez średni stan kapitałów własnych

P/BV – (Cena/Wartość księgowa) – cena dzielona przez wartość księgową przypadającą na jedną akcję

Dług netto – kredyty + papiery dłużne + oprocentowane pożyczki – środki pieniężne i ekwiwalent

Marża EBITDA – EBITDA / przychody ze sprzedaży

PRZEWAGAŻENIE (OW, overweight) – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się lepiej od indeksu szerokiego rynku

RÓWNOWAŻENIE (N, neutral) – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się neutralnie względem indeksu szerokiego rynku

NIEDOWAŻENIE (UW, underweight) – oczekujemy, że kurs akcji będzie zachowywał się gorzej od indeksu szerokiego rynku

Rekomendacja Biura maklerskiego mBanku:

Rekomendacja jest ważna w okresie 9 miesięcy, o ile nie nastąpi wcześniejsza jej zmiana. Oczekiwane zwroty z poszczególnych rekomendacji są następujące:

KUPUJ – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji wyniesie co najmniej 15%

AKUMULUJ – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od +5% do +15%

TRZYMAJ – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -5% do +5%

REDUKUJ – oczekujemy, że stopa zwrotu z inwestycji znajdzie się w przedziale od -15% do -5%

SPRZEDAJ – oczekujemy, że inwestycja przyniesie stratę większą niż 15%

Rekomendacje są aktualizowane przynajmniej raz na 9 miesięcy.

mBank S.A. z siedzibą w Warszawie, przy ul. Prostej 18 prowadzi działalność maklerską w ramach wyodrębnionej jednostki organizacyjnej – Biura Maklerskiego mBanku.

mBank S.A. w ramach Giełdowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego (<https://www.gpw.pl/gpwpa>) tworzy materiały analityczne dla spółek: Cognor Holding, Comarch, Sygnty, VRG. Materiały te tworzone są na zamówienie Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. („GPW”), której przysługują autorskie prawa majątkowe do tychże materiałów. Za sporządzanie materiałów mBank S.A. otrzymuje od GPW wynagrodzenie. Wszystkie materiały opracowane w ramach współpracy dostępne są pod adresem:

https://www.mdm.pl/ui-pub/site/analizy_i_rynek/analizy_i_rekomendacje/program_wsparcia_pokrycia_analitycznego_gpw

Niniejsze opracowanie wyraża wiedzę oraz poglądy jego autorów, według stanu na dzień sporządzenia opracowania. Niniejsze opracowanie zostało sporządzone z zachowaniem należytej staranności, rzetelności oraz zasad metodologicznej poprawności i obiektywizmu na podstawie ogólnodostępnych informacji, które Biuro maklerskie mBanku uważa za wiarygodne, w tym informacji publikowanych przez emitentów, których akcje są przedmiotem rekomendacji. Biuro maklerskie mBanku nie gwarantuje jednakże dokładności ani kompletności opracowania, w szczególności w przypadku, gdyby informacje na których oparto się przy sporządzaniu opracowania okazały się niedokładne, niekompletne, lub nie w pełni odzwierciedlały stan faktyczny. Do opracowania wybrano istotne dane z całej historii Spółki będącej przedmiotem opracowania.

Niniejsze opracowanie nie stanowi oferty lub zaproszenia do subskrypcji lub zakupu instrumentów finansowych. Niniejszy dokument ani żaden z jego zapisów nie będzie stanowić podstawy do zawarcia umowy lub powstania zobowiązania. Niniejsze opracowanie jest przedstawione wyłącznie w celach informacyjnych i nie może być kopiowane lub przekazywane osobom trzecim. Niniejszy dokument nie stanowi porady inwestycyjnej, prawnej, księgowej lub porady innego rodzaju, a mBank nie ponosi odpowiedzialności za szkody wynikające lub związane z wykorzystaniem przez odbiorców danych przedstawionych w materiałach. Niniejsze opracowanie, ani żadna z jego kopii nie może być bezpośrednio lub pośrednio rozpowszechniane w Stanach Zjednoczonych, Kanadzie, Australii lub Japonii, ani przekazywane obywatelom lub rezydentom państwa, w którym jego dystrybucja może być prawnie ograniczona, co nie ogranicza możliwości publikacji materiałów stworzonych w ramach Giełdowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego na stronach internetowych spółek: Cognor Holding, Comarch, Sygnty, VRG, mBank lub GPW. Osoby, które rozpowszechniają ten dokument powinny mieć świadomość konieczności stosowania się do takich ograniczeń.

mBank S.A. nie ponosi odpowiedzialności za decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie niniejszego opracowania, ani za szkody poniesione w wyniku decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie niniejszego opracowania.

Inwestowanie w akcje wiąże się z szeregiem ryzyk związanych między innymi z sytuacją makroekonomiczną kraju, zmianą regulacji prawnych, zmianami sytuacji na rynkach towarowych. Wyeliminowanie tych ryzyk jest praktycznie niemożliwe.

mBank S.A. nie wyklucza złożenia emitentowi papierów wartościowych, będących przedmiotem rekomendacji oferty świadczenia usług maklerskich.

Informacje o konflikcie interesów powstałym w związku ze sporządzeniem rekomendacji (o ile występuje) znajdują się poniżej.

Opracowanie nie zostało przekazane do emitenta przed jego publikacją.

Sporządzanie rekomendacji zakończyło się 25 marca 2021 o godzinie 08:02.

Pierwsze udostępnienie rekomendacji do dystrybucji miało miejsce 25 marca 2021 o godzinie 08:25.

Jest możliwe, że mBank S.A. w ramach prowadzonej działalności maklerskiej świadczy, będzie świadczyć, lub w przeszłości świadczył usługi na rzecz przedsiębiorców i innych podmiotów wymienionych w niniejszym opracowaniu.

mBank S.A., jego akcjonariusze i pracownicy mogą posiadać długie lub krótkie pozycje w akcjach emitenta lub innych instrumentach finansowych powiązanych z akcjami emitenta.

Powielanie, publikowanie niniejszego opracowania lub jego części, lub rozpowszechnianie w inny sposób informacji zawartych w niniejszym opracowaniu wymaga uprzedniej, pisemnej zgody mBanku S.A.

Adresatami rekomendacji są wszyscy klienci Biura maklerskiego mBanku.

Informacje o rekomendacjach i analizach sporządzonych w ciągu ostatnich 12 miesięcy przez mBank S.A. są dostępne na stronie:

http://www.mdm.pl/ui-pub/site/analizy_i_rynek/analizy_i_rekomendacje/analiza_fundamentalna/rekomendacje?recent_filter_active=true&lang=pl

Nadzór nad działalnością mBank S.A. sprawuje Komisja Nadzoru Finansowego.

Osoby, które nie uczestniczyły w przygotowaniu rekomendacji, ale miały lub mogły mieć dostęp do rekomendacji przed jej przekazaniem do publicznej wiadomości, to osoby zatrudnione w Biurze maklerskim mBanku upoważnione do bezpośredniego dostępu do pomieszczeń, w których opracowywane były rekomendacje lub osoby upoważnione do dostępu do rekomendacji z racji pełnionej w Spółce funkcji, inne niż analitycy wymienieni jako sporządzający niniejszą rekomendację.

Niniejsza publikacja stanowi badania inwestycyjne w rozumieniu art. 36 ust. 1 Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2017/565.

Wynagrodzenia analityków Departamentu Analiz odpowiedzialnych za sporządzanie badań inwestycyjnych mają charakter uznaniowy i nie zależą bezpośrednio od wynagrodzenia lub dochodów generowanych przez innych pracowników Banku, w szczególności tych których interesy handlowe mogą kolidować z interesami osób, wśród których rozpowszechniane są badania inwestycyjne przygotowane przez Departament Analiz Biura maklerskiego mBanku. Niemniej jednak, w związku z tym, iż jednym z kryteriów branych pod uwagę przy określaniu wysokości wynagrodzenia zmiennego analityków jest poziom realizacji budżetu przez jednostki odpowiedzialne za obsługę klientów, zwracamy uwagę na ryzyko związane z możliwością zakwestionowania sposobu wynagradzania osób sporządzających badania inwestycyjne przez właściwy organ nadzoru.

Silne i słabe strony metod wyceny stosowanych w rekomendacjach:

DCF – uważana za najbardziej właściwą metodologicznie techniką wyceny; polega ona na dyskontowaniu przepływów finansowych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu.

Wskaźnikowa – opiera się na porównaniu mnożników wyceny firm z branży; prosta w konstrukcji, lepiej niż DCF odzwierciedla bieżący stan rynku; do jej wad można zaliczyć dużą zmienność (wahania wraz z indeksami giełdowymi) oraz trudność w doborze grupy porównywalnych spółek.

Zdyskontowanych dywidend (DDM) – polega ona na dyskontowaniu przyszłych dywidend generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych wypłaty dywidendy w modelu.

Zysków ekonomicznych – polega ona na dyskontowaniu przyszłych zysków ekonomicznych generowanych przez spółkę; jej wadą jest duża wrażliwość na zmiany założeń prognostycznych w modelu.

Zdyskontowanych aktywów netto (NAV) – wycena w oparciu o wartość majątku spółki; jedna z najczęściej używanych w przypadku spółek deweloperskich; jej wadą jest brak uwzględnienia w wycenie przyszłych zmian w przychodach/zyskach spółki po okresie szczegółowej prognozy.

Rekomendacje dotyczące spółek wydane w ciągu ostatnich 12 miesięcy:

Lotos

rekomendacja	kupuj	kupuj	akumuluj	trzymaj	trzymaj	redukuj	trzymaj
data wydania	2020-12-08	2020-10-02	2020-09-02	2020-07-02	2020-06-03	2020-04-07	2020-03-04
cena docelowa (PLN)	49,01	47,09	47,09	55,87	60,39	59,22	67,19
kurs z dnia rekomendacji	37,30	34,00	39,22	60,14	60,52	65,10	61,06

MOL

rekomendacja	akumuluj	kupuj	kupuj	kupuj	akumuluj	trzymaj	trzymaj	akumuluj
data wydania	2021-02-02	2020-12-08	2020-09-02	2020-08-04	2020-07-02	2020-06-03	2020-03-31	2020-03-04
cena docelowa (HUF)	2 379,00	2 379,00	1 976,00	2 158,00	2 158,00	2 072,00	1 927,00	2 726,00
kurs z dnia rekomendacji	2 220,00	2 002,00	1 686,00	1 722,00	1 821,00	1 916,00	1 849,00	2 530,00

PKN Orlen

rekomendacja	trzymaj	trzymaj	trzymaj	trzymaj	trzymaj	akumuluj	trzymaj
data wydania	2020-12-08	2020-09-02	2020-07-02	2020-06-03	2020-05-05	2020-03-23	2020-03-04
cena docelowa (PLN)	58,40	56,37	67,72	66,85	58,61	58,61	66,70
kurs z dnia rekomendacji	59,60	50,32	63,28	67,80	59,52	52,58	62,26

mBank S.A.

Prosta 18
00-850 Warszawa
<http://www.mbank.pl/>

Departament Analiz

Kamil Kliszczyk
dyrektor
+48 22 438 24 02
kamil.kliszczyk@mbank.pl
paliwa, energetyka

Jakub Szkopek
+48 22 438 24 03
jakub.szkopek@mbank.pl
przemysł, chemia, metale

Aleksandra Szklarczyk
+48 22 438 24 04
aleksandra.szklarczyk@mbank.pl
budownictwo, deweloperzy

Michał Marczak
+48 22 438 24 01
michal.marczak@mbank.pl
strategia

Paweł Szpigiel
+48 22 438 24 06
pawel.szpigiel@mbank.pl
media, IT, telekomunikacja

Piotr Poniąkowski
+48 22 438 24 09
piotr.poniatowski@mbank.pl
przemysł

Michał Konarski
+48 22 438 24 05
michal.konarski@mbank.pl
banki, finanse

Piotr Bogusz
+48 22 438 24 08
piotr.bogusz@mbank.pl
handel, gaming

Mikołaj Lemańczyk
+48 22 438 24 07
mikolaj.lemanczyk@mbank.pl
banki, finanse

Departament Sprzedaży Instytucjonalnej**Maklerzy**

Piotr Gawron
dyrektor
+48 22 697 48 95
piotr.gawron@mbank.pl

Adam Prokop
+48 22 697 47 90
adam.prokop@mbank.pl

Krzysztof Bodek
+48 22 697 48 89
krzysztof.bodek@mbank.pl

Magdalena Bernacik
+48 22 697 47 35
magdalena.bernacik@mbank.pl

Tomasz Jakubiec
+48 22 697 47 31
tomasz.jakubiec@mbank.pl

Andrzej Sychowski
+48 22 697 48 46
andrzej.sychowski@mbank.pl

Sprzedaż rynki zagraniczne

Marzena Łempicka-Wilim
wicedyrektor
+48 22 697 48 82
marzena.lempicka-wilim@mbank.pl

Bartosz Orzechowski
+48 22 697 48 47
bartosz.orzechowski@mbank.pl

Jędrzej Łukomski
+48 22 697 49 85
jedrzej.lukomski@mbank.pl

Wydział Indywidualnej Obsługi Maklerskiej

Kamil Szymański
dyrektor
kamil.szymanski@mbank.pl

Jarosław Banasiak
wicedyrektor
jaroslaw.banasiak@mbank.pl