

LW Bogdanka

W przededniu przyspieszenia zmian strukturalnych na polskim rynku wytwarzania energii

Zapotrzebowanie elektrowni na węgiel energetyczny zmniejszyło się w latach 2015-24 o 25%, ponieważ udział energetyki z węgla kamiennego spadł do 41,4% z 50,6% w tym okresie ze względu na wzrost udziału w rynku mocy niskoemisyjnych. Nasze szacunki oparte na modelu rynku wytwarzania energii sugerują, że w latach 2025-30e dodanych zostanie 24,3 GW nowych mocy (z czego 7,4 GW CCGT, 4,9 GW morskiej energetyki wiatrowej i 12 GW lądowej energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej) – uwzględniono tylko w budownictwie/wysoce zaawansowanych przedbudowlanych projektach CCGT i offshore. Dodanie tych mocy przyspieszyłoby negatywne tendencje popytowe na węgiel kamienny, biorąc pod uwagę nasze szacunki dotyczące ceny zmiany. Dwa scenariusze dla współczynników obciążenia CCGT na poziomie 33% lub 50% pozwalają oszacować spadek produkcji energii z węgla kamiennego o 47% - 56% do 2030e r. vs. 2025e. Oznaczałoby to spadek popytu na węgiel kamienny z 24,9 mln ton w 2025 r. do 10,4 – 13,1 mln ton w 2030 r. Prognozuje się, że spadek popytu na węgiel kamienny w latach 2025-26e będzie nadal umiarkowany (ok. 7% spadek w skali roku), ale przyspieszenie spodziewane jest w 2027 r., kiedy planowane jest uruchomienie znaczących nowych elektrowni ciepłych (-17,5%/-19,5% r/r), po czym w latach 2029-30e mają nastąpić kolejne spadki o 14% do 20-25% r/r.

Oczekuje się, że te spodziewane negatywne trendy popytowe będą miały mniejszy wpływ na LW Bogdanka niż na inne polskie kopalnie węgla kamiennego, ponieważ nasze prognozy przewidują spadek produkcji węgla do 2030 r. o zaledwie 15% (do 6,2 mln ton). Nasze prognozy wolumenów są poniżej strategicznych celów Spółki na lata 2025-30e wynoszących 8,2 mln ton, ponieważ mamy trudności ze znalezieniem rynku zbytu na dodatkowe wolumeny. Takie prognozy wolumenowe skłaniają nas do założenia, że dla utrzymania dodatniej marży EBIT konieczna będzie znacząca restrukturyzacja kosztów. Również nasze prognozy dotyczące nakładów inwestycyjnych są zgodne z planami ilościowymi i są poniżej celów strategicznych Spółki.

Te prognozy rynkowe i operacyjne skłaniają nas do 30% spadku EBITDA w okresie 2025-27e, podczas gdy szacunki wolnych przepływów pieniężnych są ujemne w całym okresie prognozy w latach 2025-31e. Powody te skłaniają nas do **rekomendacji SPRZEDAJ** dla LW Bogdanka i **ustalenia ceny docelowej 12M na poziomie 16.22 zł, oferując 31% potencjał spadkowy.**

LW Bogdanka, Kluczowe dane

mln. PLN	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
Przychody	2,452	3,939	3,665	2,830	2,912	2,813	2,682
EBITDA	582	1,345	981	519	381	362	296
marża EBITDA	23.7%	34.1%	26.8%	18.3%	13.1%	12.9%	11.1%
EBIT	200	840	-1,855	308	146	105	22
Zysk netto	175	687	-1,492	260	122	89	22
EPS	5.16	20.20	-43.87	7.65	3.59	2.63	0.66
DPS	2.5	2.6	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Stopa dywidendy	5.7%	6.5%	8.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
CZ	8.5	2.0	-0.6	3.1	6.6	9.0	neg
EV/EBITDA	1.7	0.5	0.1	0.1	0.9	1.6	2.4

Uwaga: Mnożniki historyczne oparte na cenach średnich

Źródło: Spółka, BM Pekao

Sprzedaj

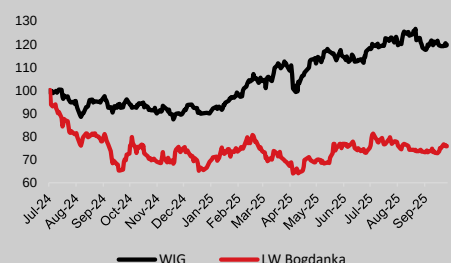
Cena docelowa **PLN 16.22**

Potencjał wzrostu **-31.4%**
Cena akcji (25.09.2025) **PLN 23.65**

ESG rating **C**

Ocena końcowa ESG **0.89**

Relatywny kurs akcji vs. WIG



NADCHODZĄCE WYDARZENIA

3Q'25 **18 Listopada**

INFORMACJE O AKCJACH

Bloomberg	LWB PW
Free float (%)	35.1
Kapitalizacja (PLN mln)	804
Liczba akcji (mn)	34.0

Akcjonariat **Enea S.A. 64.91%**

Tomasz Duda
tomasz.duda2@pekao.com.pl

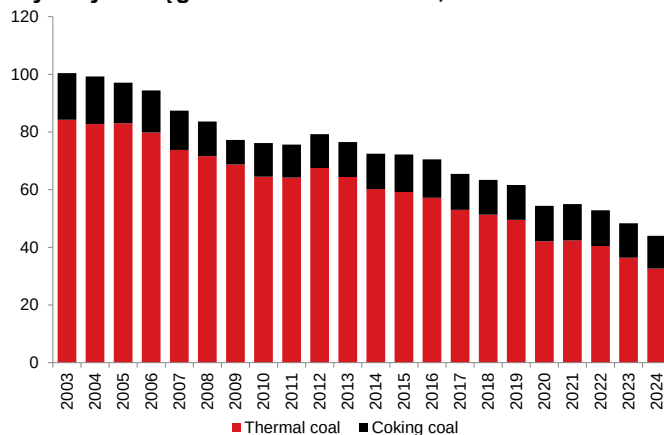


Teza inwestycyjna

Rynek węgla energetycznego w Polsce

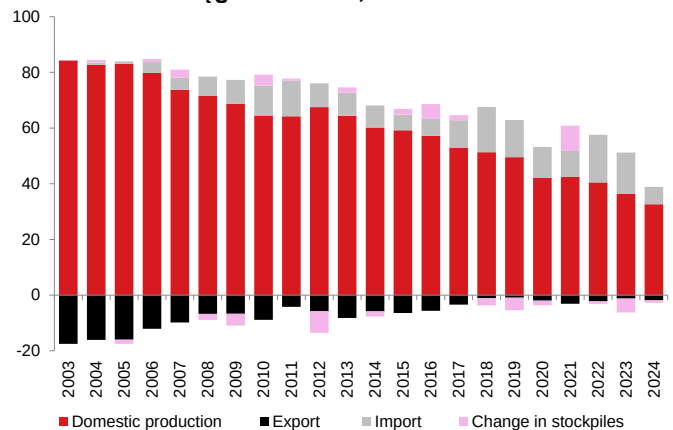
Produkcja węgla energetycznego w Polsce w ciągu ostatnich 20 lat znajdowała się w trendzie spadkowym, przy czym CAGR spadku produkcji w latach 2003-24 wyniósł 4,4%, a w latach 2019-24 przyspieszył do spadku CAGR o 8,0%. Dwa ostatnie lata przyniosły dalsze przyspieszenie tego trendu, a produkcja węgla energetycznego spadła o 10% r/r w 2023 r. i o 10,4% r/r w 2024 r. Dane za pierwsze 7 miesięcy 2025 r. wskazują na dalsze spadki produkcji węgla, choć w wolniejszym tempie – produkcja spadła o 4,9% r/r.

Wydobycie węgla w Polsce w mln ton, 2003-24



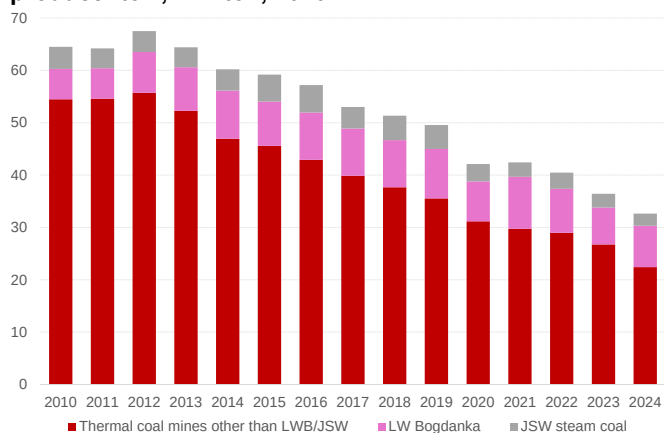
Źródło: Spółka, ARP, ARE, BM Pekao

Główne źródła węgla w Polsce, 2003-24



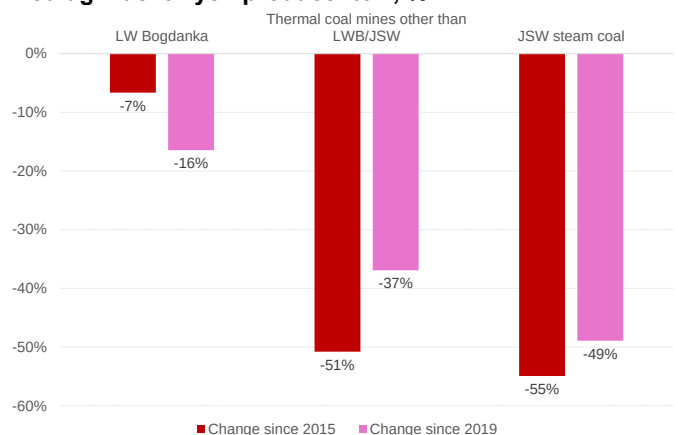
Tendencja spadkowa produkcji węgla w Polsce nie była jednak równa dla głównych producentów, gdyż najwięcej spadków wystąpiło w przypadku śląskich kopalń, natomiast znacznie mniejszy negatywny wpływ miała LW Bogdanka. W latach 2015-24 produkcja węgla energetycznego w Polsce spadła o 45% r/r, ale w przypadku kopalń PGG wyniosła 54%, spadki produkcji węgla energetycznego JSW wyniosły 55%, a w przypadku LW Bogdanka spadek wyniósł 7%. Podobną rozbieżność w wielkości spadków obserwujemy w najnowszych danych, gdyż spadki w latach 2019-24 wynoszą: 41% w przypadku PGG, 49% w przypadku węgla energetycznego JSW i 16% w przypadku LW Bogdanka.

Wydobycie węgla w Polsce według kluczowych producentów, mln ton, 2010-24



Źródło: Spółka, ARP, ARE, BM Pekao

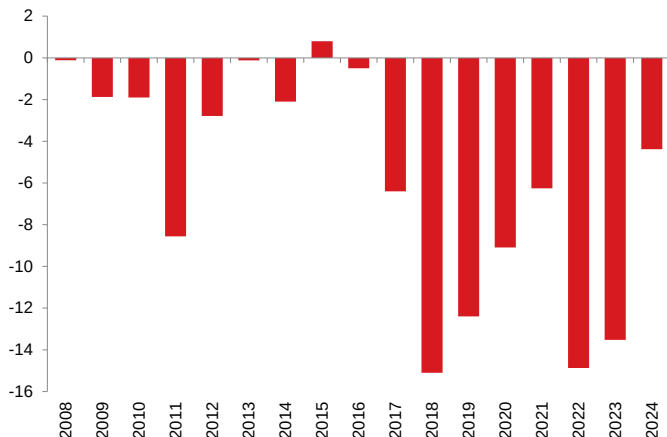
Zmiana produkcji węgla w latach 2015-24 i 2019-24 według kluczowych producentów, %



Krajowi producenci węgla energetycznego nie konkurują jednak tylko między sobą, ponieważ import netto węgla energetycznego zwiększył udział w rynku w Polsce, zwiększając udział w rynku z poniżej 1% w 2016 r. do 27% w 2022 r., 30% w 2023 r. i 12% w 2024 r. – wynika z naszych szacunków opartych na danych ARP. Wolumen importu węgla energetycznego netto

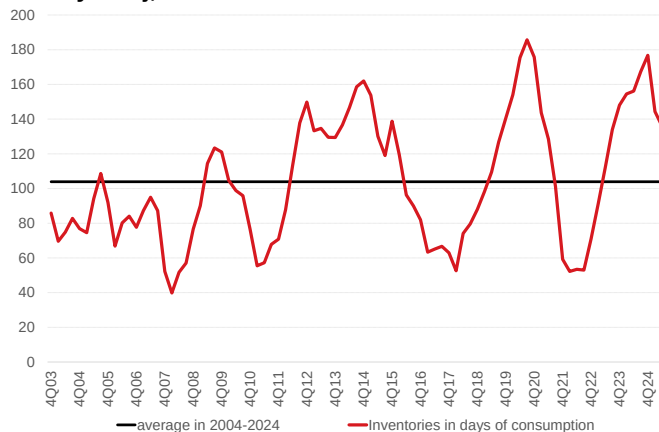
wzrósł w latach 2017-2023 do przedziału od 6 do 15 mln ton, ale w 2024 r. spadł o 4,4 mln ton. Był to pierwszy rok od 2016 r., kiedy import netto węgla energetycznego spadł poniżej 6 mln ton.

Import netto węgla energetycznego do Polski, 2008-24



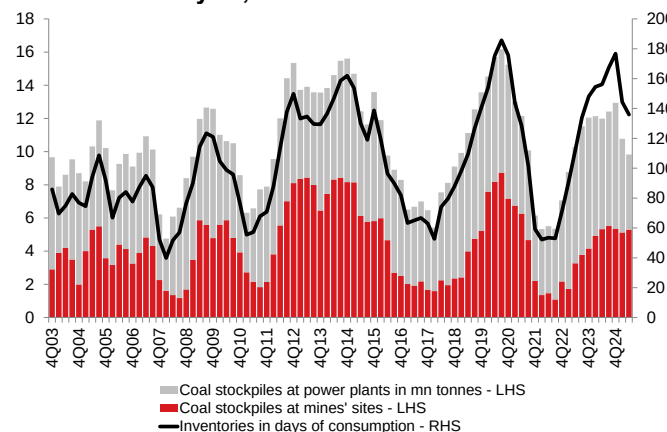
Źródło: Company, ARP, ARE, BM Pekao

Zapasy węgla w dniach zużycia na tle średniej historycznej, 2003-2025



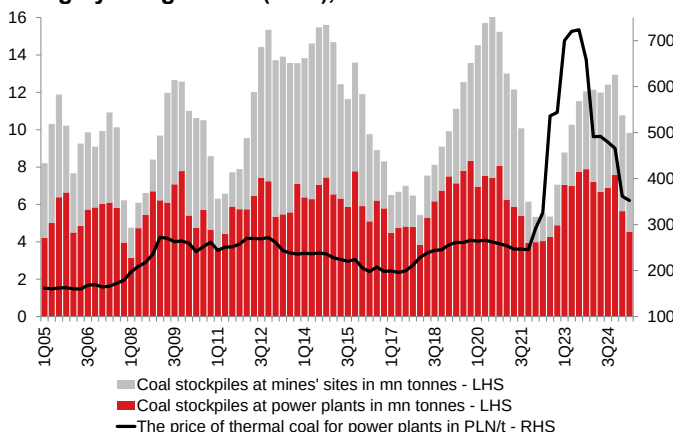
Wreszcie, zmiany zapasów wpływają na równowagę rynkową z istotną historyczną korelacją zmian poziomu zapasów w Polsce ze zmianami cen węgla energetycznego w Polsce. Ostatni ruch w cen węgla energetycznego w górę w latach 2022-23 został wynegocjowany pod koniec 2021 r., kiedy zapasy spadły do 5-6 mln ton, tj. do 52-59 dni zużycia (wobec długoterminowej średniej 104 dni), z 10-16 mln ton w poprzednich kwartałach. Pozwoliło to na skok ceny z 248 zł/t w 2021 r. do 425 zł/t w 2022 r. i do 700 zł/t w 2023 r. W związku z powrotem zapasów do poziomu 10-12 mln ton w 2H'23, cena węgla na dostawy w 2024 r. była negocjowana na poziomie niższym o 31% r/r. Na 2025 r. wynegocjowano dalsze spadki cen (spadek o 27% r/r do poziomu 356 zł/t w I półroczu25), gdyż zapasy na koniec 2024 r. utrzymywały się na wysokim poziomie ok. 13 mln ton, czyli 177 dni konsumpcji (wobec długookresowej średniej 104 dni). Na koniec Jun'25 zapasy węgla wynoszą 9,8 mln ton lub 136 dni zużycia – takie poziomy zapasów wydają się zbyt wysokie, aby oczekiwać ruchu w górę cen węgla w dostawach w 2026 r., chyba że zapasy zostaną zmniejszone o co najmniej 30% w 2H'25.

Zapasy węgla w kopalniach i elektrowniach w Polsce, mln ton i dni zużycia, 2003-25



Źródło: Spółka, ARP, ARE, BM Pekao

Zapasy węgla w Polsce w mln ton (LHS) a cena węgla energetycznego w zł/t (RHS), 2005-2025

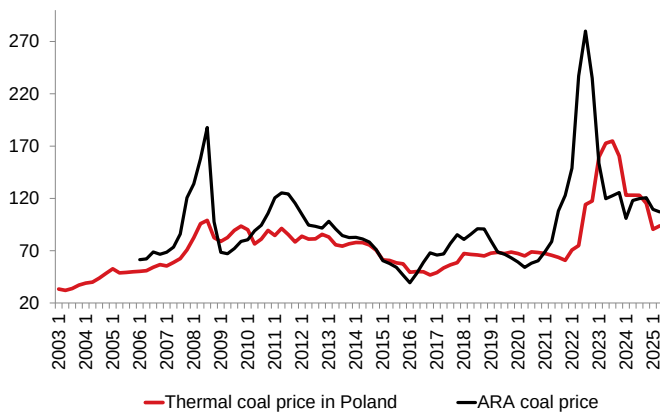


O ile lokalna nadpodaż/deficyt wydaje nam się kluczowa dla perspektyw cen węgla energetycznego w Polsce, o tyle nie bez znaczenia jest również konkurencyjna polityka cenowa na rynkach międzynarodowych. Porównanie z ceną węgla ARA w długim okresie sugeruje, że polska cena jest notowana z dyskontem w ponad 70% przypadków, podczas gdy okresy cen z premią do ceny ARA są znacznie rzadsze i wynoszą 30% czasu. Średnie dyskonto ceny polskiej

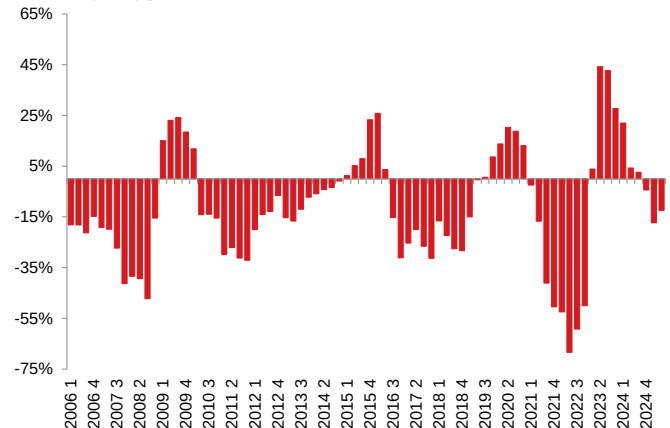


do ceny ARA w okresach ceny dyskontowej wyniosło 22,8%, choć zdarzały się okresy dyskonta przekraczającego 30% przez kilka kwartałów z rzędu. Szczególnie okres 2H'21-2022 wykazał wyjątkowo duże dyskonto na poziomie ok. 54%, co było związane z szokiem popytowym związanym z implikacjami sankcji na rosyjski gaz oraz zwiększonym popytem na węgiel po wybuchu wojny rosyjsko-ukraińskiej. Częściowo dyskonto było związane z różnicą w terminach negocjacji kontraktów w Polsce, ponieważ polskie ceny zostały zablokowane na podwyższonym poziomie dla dostaw w 2024 r. z 34% premią w stosunku do cen ARA.

Cena polskiego węgla energetycznego a cena węgla ARA, USD/t, 2003-25



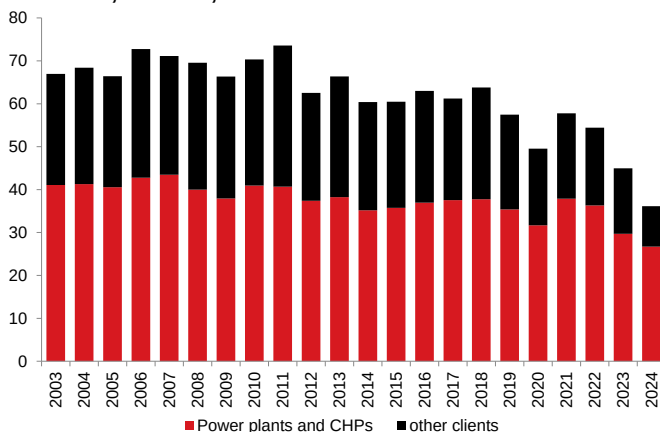
Premia/dyskonto ceny polskiego węgla energetycznego do ceny węgla ARA, %, 2006-25



Źródło: Spółka, ARP, Bloomberg, BM Pekao

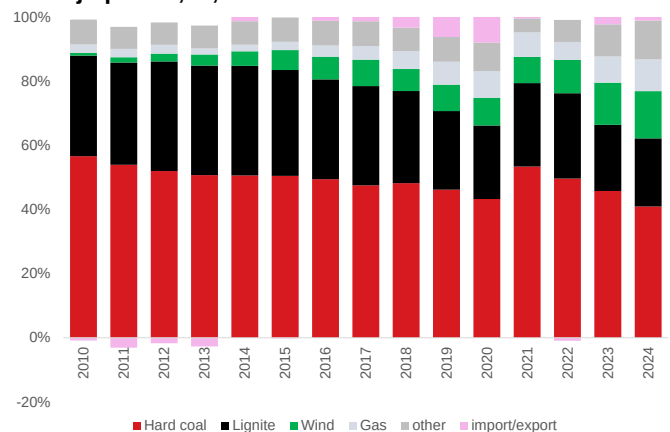
Podczas gdy produkcja węgla energetycznego spadła od 2015 r. o 45%, popyt na węgiel energetyczny w Polsce spadł w tym czasie o 40%. Od 2015 r. spadek zapotrzebowania ze strony elektrowni i elektrociepłowni zmniejszył się o 25%, podczas gdy popyt ze strony pozostałych odbiorców zmniejszył się o 62%. Spadek zapotrzebowania ze strony mediów związany jest ze zmianami w strukturze mocy polskiego systemu elektroenergetycznego. W 2015 roku węgiel kamienny stanowił 50,6% produkcji energii, a bloki odnawialne i gazowe odpowiednio 13,8% i 2,6%. W 2024 r. struktura uległa zmianie – węgiel kamienny spadł o 41,4%, a OZE i gaz wzrosły odpowiednio do 27,1% i 10,0%. Rosnący udział mocy niskoemisyjnych wpływa również na produkcję węgla brunatnego, która spadła z 33,1% w 2015 r. do 21,5% w 2024 r.

Główne źródła zapotrzebowania na węgiel energetyczny w Polsce, mln ton, 2003-24



Źródło: Spółka, ARP, ARE, BM Pekao

Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce według rodzaju paliwa, %, 2010-24



Prognozę dynamiki popytu/podaży węgla w latach 2025-30e przedstawiamy jako wypadkową naszego modelu mocy wytwórczych. Kluczowymi założeniami są:

- Najbardziej prawdopodobne nowe bloki energetyczne, które zostaną dodane do miksu mocy po zakończeniu budowy. Najbardziej prawdopodobne są projekty w fazie budowy, projekty z pozwoleniami i zabezpieczonym finansowaniem.
- Likwidacja bloków węglowych jest rozliczana zgodnie z ogłoszonymi planami i/lub istnieniem rynku wynagradzania mocowego, który ma zakończyć się w 2028 r., zgodnie z obowiązującymi przepisami.
- Współczynnik obciążenia jednostek opalanych paliwami kopalnymi jest określany przez oczekiwaną cenę przełączania między paliwami. Nasze obecne prognozy cenowe zakładają, że w latach 2025-30e bloki węglowe będą jednostkami marginalnymi, stąd współczynnik obciążenia bloków węglowych jest wypadkową zapotrzebowania i generacji pozostałych jednostek.
- Zakładamy, że zapotrzebowanie na moc będzie rosło w tempie CAGR na poziomie 1,0% w okresie 2026-30e.

Ogólnie rzecz biorąc, nasz model uwzględnia dodanie 24,3 GW nowych mocy wytwórczych w latach 2025-30e, z czego CCGT odpowiada za 7,4 GW, offshore za 4,9 GW, a onshore + PV za 12 GW. Szczegółowy podział na źródła i czas znajduje się poniżej:

- **CCGT** - 7,4 GW bloków CCGT ma zostać dodanych w latach 2025-30e, z czego 3,0 GW ma zostać ukończone w latach 2025-27e, a 4,37 GW w latach 2029-30e.
- **Offshore** – 4,9 GW zaawansowanych projektów offshore znajdujących się obecnie w fazie budowy lub przedbudowlanej to 4,9 GW, z czego 2,7 GW spodziewane jest w 2027 r., a 1,83 GW w 2028 r.
- **Onshore + PV** – zakłada się przyrost o 2 GW rocznie, czyli zgodnie z historycznym tempem rozwoju.

Prognozowane przyrosty mocy wytwórczych, MWe, 2025-30e

	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e	Total
CCGT							
Nowe Kozienice B1					700		
Nowe Kozienice B2					700		
Nowy Polaniec B1						700	
Nowy Polaniec B2						700	
Gdańsk B1						560	
Grudziądz B1		575					
Grudziądz B2					560		
Ostrołęka C B1		745					
Adamów B6			562				
Rybnik B9			882				
OCGT Łódź			181				
OCGT Karolin	119						
CCGT Siekierki						450	
Total	119	1 320	1 625	0	1 960	2 410	7 434
Offshore							
FEW Baltic II					350		
Bałtyk 2				720			
Baltica 2			1 498				
Baltic Power			1 200				
Bałtyk 3				720			
BC Wind				390			
Total	0	0	2 698	1 830	350	0	4 878
Onshore+PV							
Onshore	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
PV	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
Total	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	12 000
TOTAL	2 119	3 320	6 323	3 830	4 310	4 410	24 312

Źródło: spółki, PSE, BM Pekao

Nasz model prezentowany jest w dwóch scenariuszach uzależnionych od współczynnika obciążenia bloków gazowo-parowych – pierwszy zakłada 33% współczynnik obciążenia, czyli



zgodny ze współczynnikiem obciążenia obserwowanym w nowym bloku gazowo-parowym w Dolnej Odrze, a drugi zakłada współczynnik obciążenia na poziomie 50%, co jest bliższe założeniom projektu i przesłankom zmiany ceny.

Scenariusz o współczynniku obciążenia elektrowni CCGT na poziomie 33% skutkowałby następującymi zmianami w strukturze wytwarzania energii i zapotrzebowaniu na paliwa w latach 2025-30e:

- Zapotrzebowanie elektrowni na węgiel energetyczny w 2030 r. spadnie o 47% w stosunku do 2025 r., z 24,9 mln ton w 2025 r. do 13,1 mln ton w 2030 r.
- Zapotrzebowanie na energię z węgla brunatnego w 2030 r. spadnie o 45% w porównaniu z 2025 r.
- Produkcja energii z wiatru w 2030 r. wzrosłaby o 115 proc. z 25,6 TWh do 54,9 TWh przy założeniu współczynników obciążenia wynoszących odpowiednio 27 proc. i 39 proc. dla lądu i na morzu
- Produkcja energii z gazu w 2030 r. wzrośnie o 109% z 19,5 TWh do 40,6 TWh po oddaniu do użytku 7,4 GW nowych mocy.

Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej (w TWh) oraz implikowanego zapotrzebowania na węgiel kamienny z elektrowni (w mln ton) przy założeniu CAGR zapotrzebowania na moc na poziomie 1,0% i współczynnika obciążenia CCGT na poziomie 33%, 2022-30e

TWh	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Zużycie	173.5	167.5	169.0	165.6	168.1	170.6	173.1	175.7	178.4
Import/eksport	-1.7	3.9	2.0	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Całkowita produkcja energii elektrycznej	175.2	163.6	167.0	165.9	168.1	170.6	173.1	175.7	178.4
Węgiel kamienny	87.8	76.6	69.1	64.3	60.0	49.6	46.4	39.6	34.1
Węgiel brunatny	47.0	34.6	35.8	34.2	32.5	27.6	26.3	22.3	19.0
Energia wiatrowa	18.3	22.0	24.9	25.6	28.4	40.0	45.6	51.8	54.9
Gaz	10.0	13.7	16.8	19.5	23.3	27.9	27.9	33.6	40.6
Inne (przemysłowe i fotowoltaiczne)	12.1	16.8	20.4	22.4	23.9	25.4	26.9	28.4	29.9
Zapotrzebowanie na węgiel mln t	36.3	29.7	26.7	24.9	23.2	19.1	17.9	15.3	13.1
Nowe moce wytłórcze węgla	5.1	5.6	4.7	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
Stare moce wytłórcze węgla	31.3	24.1	22.0	19.7	18.0	14.0	12.8	10.1	8.0
Zmiana r/r	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Zużycie	-0.5%	-3.4%	0.9%	-2.0%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
Całkowita produkcja energii elektrycznej	0.9%	-6.6%	2.1%	-0.6%	1.3%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
Węgiel kamienny	-5.7%	-12.7%	-9.8%	-7.0%	-6.6%	-17.4%	-6.4%	-14.7%	-14.0%
Węgiel brunatny	3.6%	-26.4%	3.7%	-4.5%	-5.0%	-15.0%	-5.0%	-15.0%	-15.0%
Energia wiatrowa	28.6%	20.2%	13.1%	2.7%	11.0%	41.1%	14.0%	13.6%	5.9%
Gaz	-25.2%	36.5%	22.8%	16.0%	19.6%	20.1%	0.0%	20.3%	20.7%
Inne (przemysłowe i fotowoltaiczne)	59.8%	38.7%	21.4%	9.8%	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%	5.3%
Zapotrzebowanie na węgiel	-4.1%	-18.2%	-10.0%	-7.0%	-6.7%	-17.5%	-6.4%	-14.8%	-14.1%
Nowe moce wytłórcze węgla	-13.3%	10.8%	-16.2%	9.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Stare moce wytłórcze węgla	-2.4%	-22.9%	-8.6%	-10.6%	-8.4%	-22.5%	-8.7%	-20.7%	-21.3%

Źródło: ARE, TSO, BM Pekao

Scenariusz 50% współczynnika obciążenia CCGT na poziomie 50% skutkowałby zmianami w strukturze wytwarzania energii i zapotrzebowaniu na paliwa w latach 2025-30e w następujący sposób:

- Zapotrzebowanie elektrowni na węgiel energetyczny w 2030 r. spadnie o 58% w stosunku do 2025 r., z 24,9 mln ton w 2025 r. do 10,4 mln ton w 2030 r.
- Zapotrzebowanie na energię z węgla brunatnego w 2030 r. spadnie o 56% w porównaniu z 2025 r.
- Produkcja energii z wiatru w 2030 r. wzrosłaby o 115% z 25,6 TWh do 54,9 TWh przy założeniu współczynników obciążenia wynoszących odpowiednio 27% i 39% dla onshore i offshore
- Produkcja energii z gazu w 2030 r. wzrośnie o 165% z 19,5 TWh do 51,5 TWh po oddaniu do użytku 7,4 GW nowych mocy.

Prognoza struktury wytwarzania energii elektrycznej (w TWh) oraz implikowanego zapotrzebowania na węgiel kamienny z elektrowni (w mln ton) przy założeniu CAGR zapotrzebowania na moc na poziomie 1,0% i współczynnika obciążenia gazowo-parowego na poziomie 50%, 2022-30e

TWh	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Consumption	173.5	167.5	169.0	165.6	168.1	170.6	173.1	175.7	178.4
Import/export	-1.7	3.9	2.0	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total generation	175.2	163.6	167.0	165.9	168.1	170.6	173.1	175.7	178.4
hard coal	87.8	76.6	69.1	64.3	59.8	48.2	44.9	35.9	27.2
lignite	47.0	34.6	35.8	34.2	30.8	24.6	23.4	18.7	15.0
wind	18.3	22.0	24.9	25.6	28.4	40.0	45.6	51.8	54.9
gas	10.0	13.7	16.8	19.5	25.2	32.3	32.3	40.9	51.5
other (industrial & PV)	12.1	16.8	20.4	22.4	23.9	25.4	26.9	28.4	29.9
Demand for coal mn t	36.3	29.7	26.7	24.9	23.1	18.6	17.3	13.8	10.4
new coal capacities	5.1	5.6	4.7	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
old coal capacities	31.3	24.1	22.0	19.7	17.9	13.4	12.2	8.7	5.3
Y/Y change	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e
Consumption	-0.5%	-3.4%	0.9%	-2.0%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
na									
Total generation	0.9%	-6.6%	2.1%	-0.6%	1.3%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
hard coal	-5.7%	-12.7%	-9.8%	-7.0%	-7.0%	-19.4%	-6.8%	-20.0%	-24.3%
lignite	3.6%	-26.4%	3.7%	-4.5%	-10.0%	-20.0%	-5.0%	-20.0%	-20.0%
wind	28.6%	20.2%	13.1%	2.7%	11.0%	41.1%	14.0%	13.6%	5.9%
gas	-25.2%	36.5%	22.8%	16.0%	29.7%	28.1%	0.0%	26.6%	25.8%
other (industrial & PV)	59.8%	38.7%	21.4%	9.8%	6.7%	6.3%	5.9%	5.6%	5.3%
Demand for coal	-4.1%	-18.2%	-10.0%	-7.0%	-7.1%	-19.5%	-6.9%	-20.2%	-24.5%
new coal capacities	-13.3%	10.8%	-16.2%	9.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
old coal capacities	-2.4%	-22.9%	-8.6%	-10.6%	-8.9%	-25.0%	-9.5%	-28.7%	-39.1%

Źródło: ARE, TSO, BM Pekao

Oba scenariusze zakładają spadek zapotrzebowania na węgiel z elektrowni o ok. 7% rocznie w latach 2025-26e, po czym mają nastąpić większe spadki o 17,5% - 19,5% w 2027 r., gdy na rynek wejdzie 2,7 GW nowych mocy offshore i dołączy do 2,94 GW nowych mocy CCGT. Następnie w 2028 r. spodziewany jest kolejny spadek zapotrzebowania na węgiel o 7% r/r, ponieważ pozostałe 1,8 GW mocy offshore zostanie oddane do użytku. Okres po 2028 r. pociąga za sobą koniec rynku wynagradzania mocy dla bloków węglowych, co skłaniałoby nas do dążenia do likwidacji 4,3 GW starych mocy węglowych w 2028 r. i kolejnych 2,6 GW do 2030 r. O ile koniec wynagradzania mocy dla bloków węglowych może zostać odsunięty w czasie (tak jak to już miało miejsce), o tyle lata 2028-30e zbiegają się z zapowiedzianymi strategiami polskich przedsiębiorstw energetycznych w zakresie likwidacji starych bloków.

Perspektywa spadku zapotrzebowania na węgiel z elektrowni o 47% do 56% w latach 2025-30e musiałaby zbiegać się z likwidacją odpowiednich mocy węglowych, aby utrzymać równowagę na rynku i nie wywierać zbyt dużej presji na ceny węgla energetycznego. Oficjalne plany rządowe nadal zakładają likwidację kopalń do 2049 roku.

Rating ESG

Nasz rating ESG opiera się na ocenie szeregu kryteriów związanych z E-S-G, z odpowiednią wagą 50/25/25% w ogólnej ocenie. Nasza metodologia zakłada ostateczny wynik ESG dla LW Bogdanka na poziomie 0,89 oraz rating ESG na poziomie "C". Zgodnie z naszą metodologią ocena "C" przekłada się na 0% dyskonta za ryzyko w naszych kalkulacjach kosztu kapitału własnego.

	E	S	G
Wynik	0,63	1,22	1,08
Waga sektora	50%	25%	25%
Końcowy wynik ESG	0,89		
Rating ESG	C		

	wynik od:	do	Rating	WACC - wpływ premii za ryzyko (% RFR)
Wynik ESG	1,5	2	A	-15,00%
	1	1,5	B	-7,50%
	0,5	1	C	0%
	0	0,5	D	15,00%

Wycena porównawcza

Peer comparison

Company name	Ticker	P/E			EV/EBITDA			P/BV		
		2025e	2026e	2027e	2025e	2026e	2027e	2025e	2026e	2027e
COAL INDIA LTD	coal in equity	7.1	7.0	6.7	4.6	4.5	4.2	2.1	1.8	1.6
BUMI SERPONG DAMAI PT	bsde ij equity	7.2	6.5	6.5	6.6	6.5	6.1	0.0	0.0	0.0
ALAMTRI RESOURCES INDONESIA	adro ij equity	7.3	6.8	6.8	3.7	3.0	2.5	0.6	0.5	0.6
CHINA COAL ENERGY CO-A	601898 ch equ	9.5	8.9	8.8	5.0	4.9	4.9	1.0	0.9	0.9
JINNENG HOLDING SHANXI COA-A	601001 ch equ	12.1	10.7	9.7	3.8	3.4	3.2	1.2	1.1	1.1
SEMIRARA MINING AND POWER CC	scc pm equity	9.0	9.1	10.6	5.7	5.8	6.5	2.5	2.4	2.2
BUKIT ASAM TBK PT	ptba ij equity	7.8	7.4	6.7	4.3	3.8	3.5	1.2	1.2	1.1
Median total		8.4	8.2	7.8	4.8	4.7	4.6	1.2	1.2	1.1
LW Bogdanka		3.1	6.6	9.0	0.1	0.9	1.6	0.27	0.26	0.25
Premium/discount vs. Median		-63%	-19%	15%	-98%	-81%	-66%	-78%	-77%	-77%
Implied value p.s. PLN		64.2	29.3	20.6	95.5	66.1	55.8	105.8	104.5	101.3

Source: Bloomberg, Pekao Equity Research



Wycena

Nasza wycena implikuje cenę docelową 12M na poziomie 16.22 zł za akcję, co oznacza potencjał spadku o 31,4%. Wycena oparta jest wyłącznie na metodzie zdyskontowanych przepływów pieniężnych, a wycena porównawcza prezentowana jest wyłącznie w celach ilustracyjnych z wagą 0% dla wyceny końcowej.

Wycena DCF

Opracowaliśmy 6-letnią wycenę zdyskontowanych przepływów pieniężnych dla LW Bogdanka w oparciu o nasz szczegółowy model finansowy działalności operacyjnej spółki do 2031 roku. Kluczowe założenia zawarte w naszym modelu wyceny zdyskontowanych przepływów pieniężnych są następujące:

- Stopa wolna od ryzyka w wysokości 5,5% od 2026e do 2031e i 4,0% w okresie rezydualnym.
- Premia za ryzyko w wysokości 6,0% w latach 2026-2031e i 5,0% w okresie rezydualnym.
- Beta równa 1.0.
- Dodatkowe dyskonto ESG do kosztu kapitału własnego w wysokości 0% w latach 2026-2031e i 0% w okresie rezydualnym w oparciu o rating ESG.
- Marża kredytowa w wysokości 2%.
- Stawka podatku dochodowego od osób prawnych w wysokości 19%.
- **Marża EBIT w okresie rezydualnym** na poziomie 0,5% – oczekiwana rentowność w długim terminie będzie wynikiem dostosowania struktury kosztów do oczekiwanego wolumenu sprzedaży węgla. Pomimo dużej niepewności co do wykonalności/prawdopodobieństwa takiego koniecznego dostosowania kosztów (ponieważ w przeszłości nie było takich działań), pozostajemy optymistami, zakładając osiągnięcie dodatniej marży. Zwracamy uwagę, że nasze prognozy kosztowe zakładają dostosowanie wolumenu robót przygotowawczych do wolumenów sprzedaży węgla, a także redukcję zatrudnienia niezbędną do utrzymania dodatniej marży.
- **Wolumen sprzedaży węgla** prognozowany jest na poziomie 7,3 mln ton w 2025 r., 7,4 mln ton w 2026 r., 7,0 mln ton w 2027 r. i spadku do 6,2 mln ton w 2030 r.
- **Cena węgla energetycznego** osiągnięta przez LWB prognozowana jest na poziomie 370,5 zł/t w 2025e r. (spadek o 16% r/r), 381,6 zł/t w 2026e r. (+3% r/r), 389 zł/t w 2027e r. (+2% r/r) oraz 374 zł/t w 2030 r.
- **Dynamika wzrostu w okresie rezydualnym** na poziomie -5%, co związane jest z zapowiedzianym przez rząd zamknięciem wydobywania węgla kamiennego w Polsce do 2049 r., przy ograniczonych osiągnięciach w działaniach dywersyfikacyjnych poza węglem.

Wycena DCF

Kalkulacja WACC

	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e	2031e	Okres rezydualny
Stopa wolna od ryzyka	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	4,0%
Premia za ryzyko	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	5,0%
Dyskonto/ premia ESG	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Beta	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Koszt kapitału własnego	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	11,5%	9,0%
Koszt długu	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	6,0%
Koszt długu po opodatkowaniu	6,0%	6,0%	6,0%	6,0%	7,5%	7,5%	4,9%
Waga kapitału własnego	106%	115%	95%	59%	34%	34%	35%
WACC	11,8%	12,3%	11,2%	9,2%	8,8%	8,8%	6,3%

Wycena DCF

(mln. PLN)	2026e	2027e	2028e	2029e	2030e	2031e	Okres rezydualny
Przychody	2.912	2.813	2.682	2.543	2.406	2.346	2.229,0
EBIT	146,0	105,4	22,2	-1,5	-20,1	2,2	11,1
Podatki od EBIT	-27,7	-20,0	-4,2	0,3	3,8	-0,4	-2,1
NOPLAT	118,3	85,4	18,0	-1,2	-16,3	1,8	9,0
Amortyzacja	235,2	256,6	274,3	290,0	305,0	317,7	317,7
Zmiana stanu kapitału obrotowego	2,5	-3,0	-3,9	-4,2	-4,1	-1,8	-1,0
CAPEX	-660,7	-561,6	-449,3	-449,3	-404,4	-323,5	-252,8
FCFF	-309,7	-216,7	-153,1	-156,3	-111,6	-2,2	74,9
Wzrost w okresie rezydualnym							-5,0%
Wartość rezydualna							629,4
Współczynnik dyskontowy	0,89	0,80	0,72	0,66	0,60	0,55	0,55
Zdyskontowane FCFF - 31.12.2025	-277,0	-172,6	-109,7	-102,5	-67,2	-1,2	390,0
Wartość EV - 31.12.2025	-340,2						
Mniejszości	11,2						
Dług netto	-761,3						
Inne korekty	0,0						
Wartość KW - 31.12.2025	409,9						
Liczba akcji (mln)	34,0						
12M cena docelowa na akcję (PLN)	16,22						
Cena akcji na 25 września (PLN)	23,65						
Potencjał w stosunku do bieżącej ceny	-31,4%						

Wzrost przychodów	3%	-3%	-5%	-5%	-5%	-3%	-5,0%
Marża EBIT	5,0%	3,7%	0,8%	-0,1%	-0,8%	0,1%	0,5%
Stopa podatkowa	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%	19,0%
Capex/przychody	22,7%	20,0%	16,7%	17,7%	16,8%	13,8%	11,3%
Capex/amortyzacja	280,9%	218,9%	163,8%	154,9%	132,6%	101,8%	79,6%

Wrażliwość 12-miesięcznej ceny docelowej na akcję na wzrost w okresie rezydualnym i WACC

Wzrost w okresie rezydualnym / WACC	-12,5%	-10,0%	-7,5%	-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%
8,3%	9,3	10,5	12,0	14,2	17,2	22,2	31,4
7,3%	9,7	11,0	12,7	15,1	18,8	24,9	37,4
6,3%	10,1	11,5	13,4	16,2	20,6	28,5	46,6
5,3%	10,5	12,1	14,3	17,6	22,9	33,4	62,3
4,3%	11,0	12,8	15,3	19,2	25,9	40,5	95,5

Wrażliwość 12-miesięcznej ceny docelowej na akcję na marżę EBIT i Capex

marża EBIT / Capex	-2,5%	-1,5%	-0,5%	0,5%	1,5%	2,5%	3,5%
-153	25,7	29,4	33,1	36,8	40,5	44,3	48,0
-203	15,4	19,1	22,8	26,5	30,2	34,0	37,7
-253	5,1	8,8	12,5	16,2	19,9	23,7	27,4
-353	-15,5	-11,8	-8,1	-4,4	-0,7	3,1	6,8
-453	-36,1	-32,4	-28,7	-25,0	-21,3	-17,5	-13,8

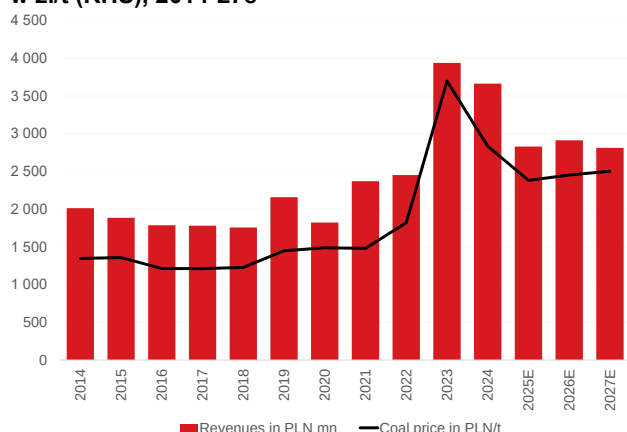
Źródło: BM Pekao

Model biznesowy

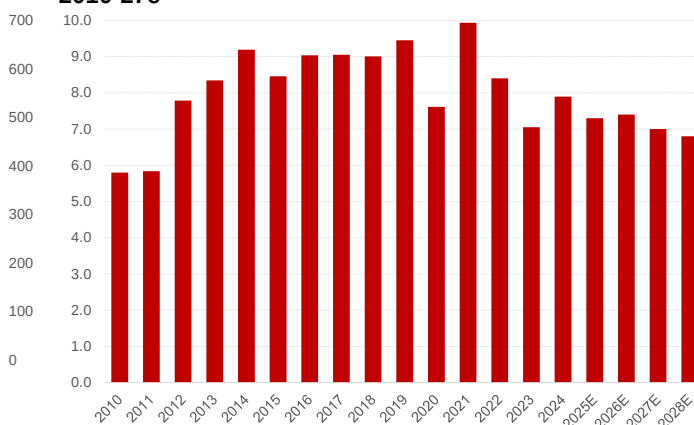
LW Bogdanka jest jedną z największych kopalni węgla energetycznego w Polsce, która działa w Lubelskim Zagłębiu Węglowym i jest jedyną kopalnią węgla kamiennego poza Śląskiem. W momencie debiutu giełdowego w 2009 roku LW Bogdanka wyprodukowała 5,2 mln ton węgla energetycznego, a jej celem strategicznym była rozbudowa Pola Stefanów, co miało pozwolić na zwiększenie produkcji węgla do 11,5 mln ton do roku 2014/5. Taki poziom produkcji nigdy jednak nie został osiągnięty, ponieważ LW Bogdanka w latach 2014 i 2015 osiągnęła roczną produkcję na poziomie 9,2 mln ton i 8,5 mln ton, a szczyt produkcji na poziomie 9,93 mln ton przypadł na 2021 rok.

Model biznesowy LW Bogdanka mierzy się z negatywnymi trendami popytowymi, ponieważ zapotrzebowanie na energię ciepłą z elektrowni i elektrociepłowni spadło o 25% od 2015 roku. Trend ten związany jest z rosnącym udziałem mocy niskoemisyjnych w polskim rynku wytwarzania energii, przy czym udział generacji z węgla kamiennego spadł z 50,6% w 2015 r. do 41,4% w 2024 r. W efekcie produkcja węgla energetycznego w Polsce spadła w latach 2015-24 o 45% r/r, ale w przypadku LW Bogdanka spadek wyniósł 7%. W efekcie udział LW Bogdanki w rynku wzrósł z 25,4% w 2023 r. do 33,2% w 2024 r. oraz do 35,7% w I półroczu'25.

LW Bogdanka – przychody w mln zł (LHS) vs. cena węgla w zł/t (RHS), 2014-27e



LW Bogdanka – wolumen produkcji węgla w mln ton, 2010-27e



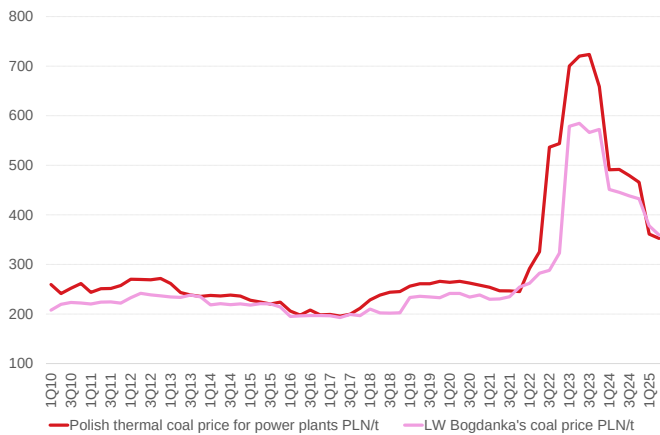
Źródło: Spółka, BM Pekao

Sprzedaż węgla stanowiła 97,2% przychodów LW Bogdanka w I półroczu 25, z czego 96,9% przychodów przypadło na rynek krajowy, a 3,1% na rynki zagraniczne. Większość przychodów z węgla generowana jest ze sprzedaży do elektrowni Kozienice i Połaniec, które w I półroczu 25 stanowiły ok. 80% sprzedaży (wobec 79% rok wcześniej).

Zwracamy uwagę, że większość przychodów poza sprzedażą węgla związana jest również z podstawową działalnością LW Bogdanka, ponieważ przychody te pochodzą z transportu węgla, sprzedaży ciepła, leasingu środków trwałych itp.

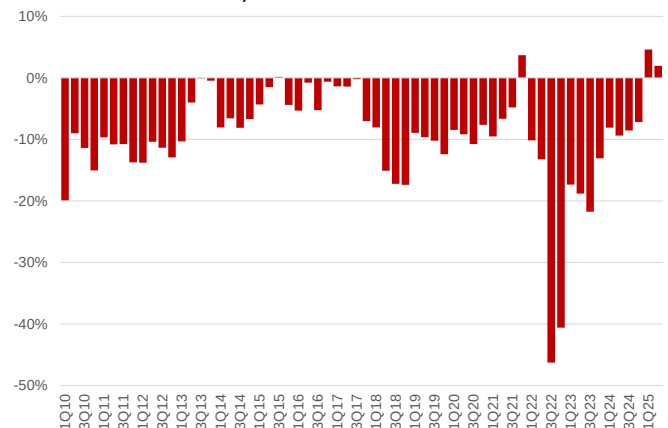
W rezultacie, przychody LW Bogdanki to praktycznie wyłącznie wolumen sprzedaży węgla energetycznego i jego cena, stąd perspektywy dla ceny węgla i wolumenów sprzedaży są naszym zdaniem kluczowe dla siły zysku LW Bogdanka. Ustalanie cen węgla przez LW Bogdanka kształtuje się w tym samym trendzie, co średnia cena węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce ze średnim odchyleniem ok. 8-9% dyskonta, co można wytłumaczyć różnicą w wartości opałowej. W 2022 r. były dwa kwartały, w których ceny LW Bogdanka odbiegały nawet o ponad 40% od średnich cen w Polsce, co wynikało z odmiennego timingu w renegocjacjach cen.

Cena węgla LW Bogdanka w zł/t na tle średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, lata 2010-25



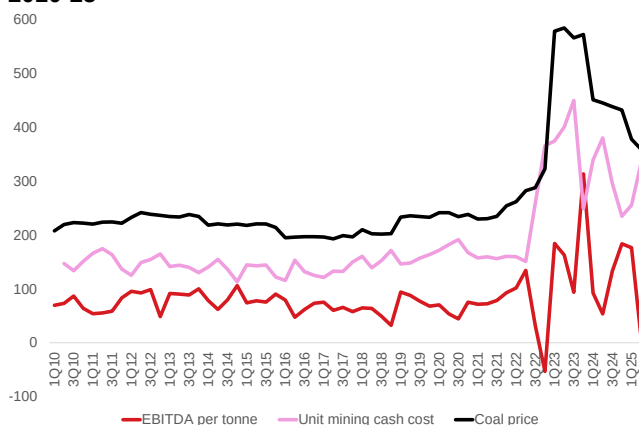
Źródło: Spółka, BM Pekao

LW Bogdanka – różnica ceny węgla LW Bogdanka w stosunku do średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, 2010-25



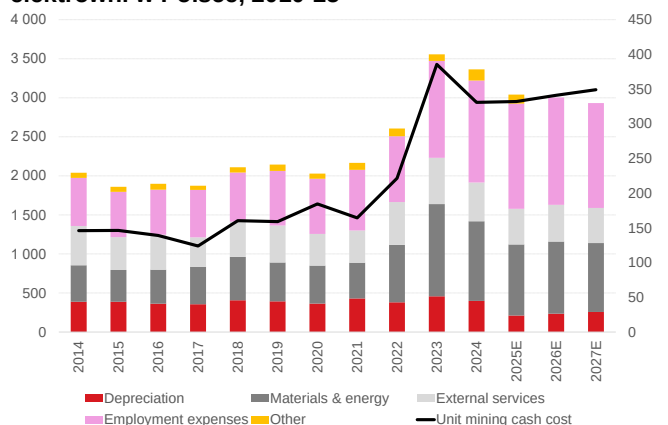
Wysoka wrażliwość zysku LW Bogdanka na zmiany wolumenów i cen węgla związana jest z wysokim udziałem kosztów stałych przy zachowaniu ograniczonej elastyczności. Największy udział po stronie kosztowej mają koszty zatrudnienia (32-39% wszystkich kosztów), a następnie materiały i energia, które w latach 2020-24 stanowiły 21-33% wszystkich kosztów. Ostatecznie koszty usług obcych stanowiły w tym okresie 15-21%. Jednostkowy gotówkowy koszt wydobycia w okresie 2010-2H'22 był względnie stabilny, kiedy mieścił się w przedziale 125-190 zł/t, jednak inflacja kosztowa w połączeniu ze spadkiem wolumenów spowodowała skok jednostkowego gotówkowego kosztu wydobycia do przedziału 250-450 zł/t – wynika z naszych szacunków. O ile LW Bogdanka była w stanie ustabilizować koszty w okresie 2H'24-1Q'25 przy jednostkowym koszcie gotówkowym wydobycia na poziomie 235-296 zł/t (nasze szacunki), o tyle jednostkowy koszt wzrósł do 335 zł/t w 2kw'25 ze względu na spadek wolumenu sprzedaży do 1,76 mln ton z przedziału 2,08-2,4 mln ton w poprzednich 3 kwartałach.

Cena węgla LW Bogdanka w zł/t na tle średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, lata 2010-25



Źródło: Spółka, BM Pekao

LW Bogdanka – różnica ceny węgla LW Bogdanka w stosunku do średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, 2010-25

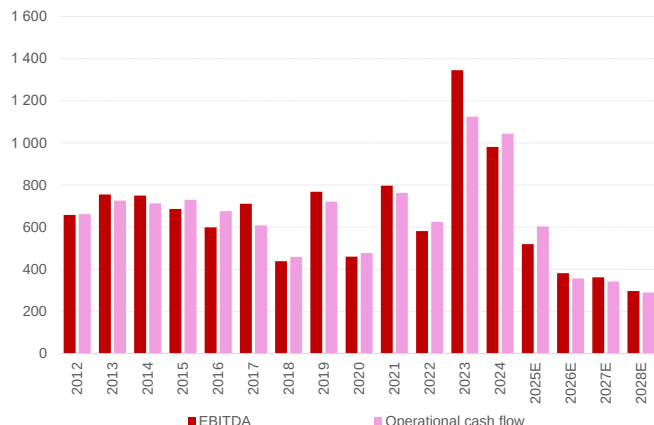


O ile LW Bogdanka była w stanie ustabilizować koszty w okresie 2H'24-1Q'25 przy jednostkowym koszcie gotówkowym wydobycia na poziomie 235-296 zł/t (nasze szacunki), o tyle jednostkowy koszt wzrósł do 335 zł/t w 2kw'25 ze względu na spadek wolumenu sprzedaży do 1,76 mln ton z przedziału 2,08-2,4 mln ton w poprzednich 3 kwartałach.

LW Bogdanka jest również bardzo stabilna pod względem konwersji EBITDA na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, gdzie średni wskaźnik EBITDA do przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w latach 2012-2024 wyniósł według naszych szacunków 101%. Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej pozwoliły na pokrycie wydatków majątkowych, które wykazują tendencję wzrostową z 270-470 mln zł w latach 2015-2019 do 852 mln zł w 2024 roku. W efekcie wolne przepływy pieniężne w latach 2012-24 wyniosły 2,07

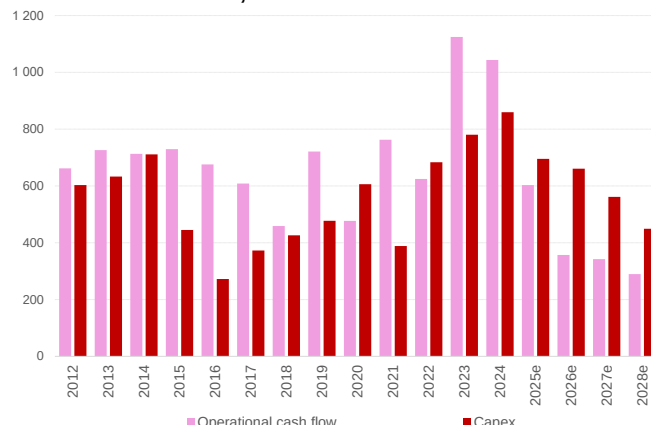
mld zł. Te przepływy pieniężne były jednak możliwe dzięki solidnym wolumenom sprzedaży, które w tym okresie wyniosły średnio 8,5 mln ton, przy czym tylko jeden rok był wolumenem poniżej 7,5 mln ton (7,05 mln ton w 2023 r.). Nasze założenia wolumenowe na lata 2025-30e zakładały jednak średni wolumen na poziomie 6,9 mln ton przy wolumenach poniżej 7,0 mln ton w 2028 roku.

Cena węgla LW Bogdanka w zł/t na tle średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, lata 2010-25



Źródło: Spółka, BM Pekao

LW Bogdanka – różnica ceny węgla LW Bogdanka w stosunku do średniej ceny węgla energetycznego dla elektrowni w Polsce, 2010-25



Aktualizacja strategii 2030

LW Bogdanka opublikowała w kwietniu 2025 r. strategię do 2030 r. (z perspektywą do 2035 r.) z następującymi informacjami:

- Średnioroczna wielkość produkcji na poziomie 8,2 mln ton w latach 2025-30e
- Średnioroczna wielkość produkcji 6,6 mln ton w latach 2031-35e
- EBITDA na tonę na poziomie 97 zł w latach 2025-30e i 104 zł w latach 2031-35e
- Marża EBITDA na poziomie 26% w latach 2025-30e i 28,7% w latach 2031-35e
- Średnioroczne nakłady inwestycyjne na poziomie 679 mln zł w latach 2025-30e i 316 mln zł w latach 2031-35e

Dywersyfikacja: Spółka dąży do dywersyfikacji działalności poprzez ekspansję w kierunku transportu kolejowego, nowych projektów przemysłowych, ekspansję na surowce inne niż węgiel z obecnej infrastruktury, rozwój infrastruktury, kompetencji konstrukcyjnych i tunelowych, realizację własnych projektów energetycznych zeroemisyjnych i niskoemisyjnych, transformację aktywów ciepłowniczych, prace badawczo-rozwojowe w kierunku wodoru, magazynowania energii, biogazu, biometanu.

W naszej percepcji przedstawiona strategia jest trochę jak déjà vu, ponieważ już opublikowana w grudniu 2020 r. strategia miała na celu dywersyfikację w kierunku transportu kolejowego, projektów energetycznych, dronów itp. i zakładała, że 5% przychodów w 2025 r. i 10% w 2030 r. będzie generowane z działalności niezwiązanej z podstawową działalnością. Strategia na 2020 rok zakładała również produkcję węgla energetycznego w latach 2031-35 na poziomie 6,7 mln ton, choć niższe nakłady inwestycyjne w latach 2025-30 zakładano na poziomie 405 mln zł. Porównanie obecnej strategii z aktualizacją strategii na 2023 r. oznacza rezygnację z celów na 2023 r. dywersyfikacji w kierunku spółek wielosuwrowcowych, magazynowania energii, recyklingu, ale strategia na 2023 r. przedstawiała ambitniejsze cele produkcji węgla na poziomie 9-10 mln ton. Biorąc pod uwagę tak ograniczone sukcesy w realizacji celów strategicznych, czekamy na efekty bieżących działań strategicznych, zanim uwzględnimy je w naszym modelu i wycenie.



Czynniki ryzyka

- **Ryzyko związane z polityką gospodarczą państwa wobec sektora górnictwa węgla kamiennego** - Istotnym czynnikiem wpływającym na pozycję rynkową LW Bogdanka są plany rządu dotyczące spółek wydobywczych i energetycznych węgla kamiennego. Od 2021 r. obowiązuje "Polityka energetyczna Polski do 2040 r." oraz zatwierdzony przez Radę Ministrów "Krajowy plan na rzecz energii i klimatu". Zgodnie z tymi planami węgiel kamienny będzie nadal istotnym źródłem energii dla polskiej gospodarki w perspektywie 2030 r. i później. Obecnie jednak, w związku ze zmieniającą się sytuacją geopolityczną i gospodarczą oraz kryzysem energetycznym związanym z agresją Rosji na Ukrainę, trwają prace nad aktualizacją PEP 2040. Należy jednak zauważyć, że oczekiwana – mimo tendencji spadkowych – wciąż relatywnie wysoka rola węgla w krajowym systemie energetycznym oraz w procesie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju pozytywnie wpływa na długoterminową pracę Elektrowni Bogdanka.
- **Ryzyko związane z kształtowaniem się cen surowców energetycznych w Polsce i na świecie** – na ceny surowców energetycznych wpływają przede wszystkim ceny węgla energetycznego oraz surowców alternatywnych do węgla energetycznego (ropa naftowa, gaz ziemny, źródła odnawialne) na rynkach światowych, a w konsekwencji na rynku krajowym. Ma to kluczowe znaczenie dla działalności Jednostki dominującej.
- **Ryzyko związane ze specyfiką działalności w sektorze wydobywczym oraz możliwością wystąpienia zdarzeń nieprzewidywalnych** – Działalność operacyjna LW Bogdanka S.A. narażona jest na ryzyka i zagrożenia wynikające ze specyfiki prowadzenia działalności w branży górniczej. Należą do nich: 1) zdarzenia środowiskowe (w tym awarie przemysłowe i technologiczne), 2) zdarzenia nadzwyczajne, w tym zjawiska geotechniczne, katastrofy górnicze, pożary lub zalania wyrobisk górniczych, 3) szkody spowodowane działalnością górniczą. Konsekwencjami mogą być: 1) czasowe przerwy w działalności, straty w majątku i aktywach finansowych, 2) wypadki przy pracy, w tym śmiertelne, 3) potencjalna odpowiedzialność prawna Spółki.
- **Ryzyko prowadzenia restrykcyjnej polityki klimatycznej skutkujące zmianami w obowiązującym prawie** – Restrykcyjna polityka klimatyczna UE prowadzi do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Produkcja energii elektrycznej lub ciepłej z węgla wiąże się ze znaczną emisją CO₂. Od początku 2021 roku nastąpił znaczny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, co ma bezpośrednie przełożenie na koszt spalania węgla. Powyższe obostrzenia oraz późniejsze projekty regulacji prawnych w postaci rozporządzeń dotyczących norm emisji CO₂, SO_x, NO_x, rtęci oraz norm jakościowych dla węgla sprzedawanego na rynku gospodarstw domowych, tj. wejście w życie Rozporządzenia Ministra Przemysłu oraz Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 listopada 2024 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych, zakaz sprzedaży na rynku (lub w jego segmencie) węgla od 1 lipca 2027 r., o zawartości siarki przekraczającej 1,2% i indeksie zbrylającym RI>60, wdrożenie samorządowych uchwał antysmogowych, wprowadzenie systemu ETS2, a także utrzymujące się wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂, mogą skutkować istotnymi utrudnieniami w konkurencyjności węgla LWB na potrzeby produkcji energii.
- **Ryzyko techniczne i technologiczne** - Podziemna eksploatacja złóż węgla kamiennego jest procesem złożonym i podlega ścisłym regulacjom techniczno-technologicznym. Podczas tego typu operacji mogą wystąpić różne przestoje spowodowane planowanymi i nieplanowanymi (np. przestojami technicznymi). Do tej grupy ryzyk zalicza się również ryzyko nieoczekiwanego, najczęściej lokalnego, pogorszenia jakości depozytów



- **Ryzyko związane z wysokimi kosztami stosowanych przez Spółkę technologii** - Technologia wydobywania węgla energetycznego wiąże się z wykorzystaniem wysokospecjalistycznych maszyn i urządzeń. Ze względu na globalną koncentrację i zmniejszającą się liczbę producentów maszyn i urządzeń istnieje ryzyko nieprzewidzianych wzrostów cen. Może to skutkować zwiększonymi nakładami inwestycyjnymi i zmniejszoną opłacalnością. Istnieje również ryzyko trudności w dostępie do unikalnych i oryginalnych części zamiennych niezbędnych do zapewnienia ciągłości pracy. Wraz ze wzrostem głębokości narastają trudności w utrzymaniu wyrobisk (zwiększone naprężenia w masywie skalnym spowodowane rozległym obszarem eksploatacji, na którym prowadzone są prace górnicze), wzrost temperatur zarówno w wyrobiskach, jak i ścianach wydobywczych (spowodowany "odległościami" prowadzonych prac od szybów wlotowych) oraz niektóre zagrożenia naturalne, takie jak wstrząsy wody, metanu i skał, również wzrosnąć.
- **Ryzyka związane z silną pozycją związków zawodowych** – Zmieniająca się polityka energetyczna Unii Europejskiej i Polski, a także regulacje prawne mające na celu stopniowe ograniczanie wydobywania węgla, w tym porozumienie społeczne z maja 2021 r. regulujące zasady i tempo wygaszania kopalń węgla energetycznego w Polsce, mogą przyczyniać się do poczucia niepewności wśród pracowników. W sektorze górnictwa węgla kamiennego związki zawodowe zajmują znaczącą pozycję i odgrywają istotną rolę w kształtowaniu polityki kadrowej i płacowej, często wymuszając renegotiacje polityki płacowej poprzez protesty. Na dzień 30 czerwca 2025 r. w Grupie funkcjonowało sześć związków zawodowych (w tym cztery w LWB, reprezentujące ok. 71,7% zatrudnionych). Silna pozycja związków zawodowych stwarza sytuację, w której istnieje ryzyko wzrostu kosztów wynagrodzeń wynikających z wynegocjowanych porozumień płacowych w przyszłości, co w konsekwencji może negatywnie wpłynąć na wyniki finansowe osiągnięte przez LW Bogdanka. Ponadto, potencjalne protesty i/lub strajki, związane z polityką płacową lub trwającym procesem dekarbonizacji, organizowane przez związki zawodowe działające w ramach Grupy, mogą mieć wpływ na działalność LW Bogdanka.
- **Ryzyka związane z rekultywacją i szkodami górniczymi** – LW Bogdanka odpowiada za rekultywację terenów pogórnich oraz usuwanie szkód górniczych. Obecne standardy rekultywacji i usuwania szkód górniczych mogą ulec zmianie w przyszłości – oczekuje się większego rygoru w tym zakresie.
- **Ryzyka inwestycyjne związane z występowaniem obszarów chronionych** - Kopalnia zlokalizowana jest w sąsiedztwie obszarów chronionych (park narodowy, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, korytarz ekologiczny, a także dwa obszary objęte regulacjami Natura 2000, zlokalizowane częściowo w obrębie obszaru górniczego i trzy w bezpośrednim sąsiedztwie obszaru górniczego). Wszystkie planowane działania inwestycyjne muszą być analizowane pod kątem ich potencjalnego negatywnego wpływu na obszary chronione. Istnieje ryzyko, że w przypadku działalności inwestycyjnej mogą zostać nałożone szczególne obowiązki lub zaostrzone wymogi mające na celu ograniczenie negatywnego oddziaływania na środowisko. Sprzeciw można również zgłosić przed realizacją danej inwestycji. Takie ograniczenia inwestycyjne mogą wiązać się z wyższymi nakładami inwestycyjnymi, a co za tym idzie, mogą mieć wpływ na wynik finansowy.
- **Ryzyko wydłużenia procesu wydawania decyzji administracyjnych dotyczących działalności górniczej**
- **Ryzyko podatkowe związane z podatkiem od nieruchomości w wyrobiskach górniczych LW Bogdanka**
- **Ryzyko zmian w przepisach podatkowych**

Podstawowe dane finansowe

RZIS (PLN mln)	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
Przychody	2.452	3.939	3.665	2.830	2.912	2.813	2.682
Wynik brutto	408	1.151	836	415	406	366	283
Pozostałe przychody/koszty operacyjne	-9	-57	-2.438	147	-7	-7	-7
EBITDA	582	1.345	981	519	381	362	296
EBITDA pow.	582	1.345	981	519	381	362	296
EBIT	200	840	-1.855	308	146	105	22
Przychody/koszty finansowe	19	11	22	16	6	6	6
Zysk przed opodatkowaniem	220	851	-1.833	323	152	111	28
Podatek dochodowy	-44	-163	342	-63	-30	-22	-5
Zysk netto	175	687	-1.492	260	122	89	22
EPS (PLN)	5,16	20,20	-43,87	7,65	3,59	2,63	0,66

Bilans (mln PLN)	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
Aktywa obrotowe ogółem	938	1.660	1.672	1.237	922	654	571
Środki pieniężne i ekwiwalenty	475	735	854	740	410	160	100
Pozostałe aktywa obrotowe	463	926	819	497	512	494	471
Aktywa trwałe ogółem	3.881	4.102	2.232	2.716	3.141	3.447	3.621
Rzeczowe aktywa trwałe	3.638	3.841	1.849	2.333	2.759	3.064	3.239
Pozostałe aktywa trwałe	243	261	383	383	383	383	383
Aktywa ogółem	4.819	5.762	3.904	3.953	4.063	4.101	4.193
Kapitał własny	3.708	4.304	2.706	2.967	3.089	3.178	3.200
Zobowiązania długoterminowe	662	728	493	483	470	446	482
Zadłużenie długoterminowe	2	0	0	-11	-24	-39	11
Pozostałe zaobowiązania długoterminowe	660	728	493	493	493	484	471
Zobowiązania krótkoterminowe	449	730	705	504	505	477	510
Zadłużenie krótkoterminowe	3	2	0	-11	-24	-39	11
Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	446	729	705	514	528	516	499
Pasywa ogółem	4.819	5.762	3.904	3.953	4.063	4.101	4.193
Dług netto	-470	-733	-854	-761	-457	-238	-78

RPP (mln PLN)	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
Zysk netto	175	687	-1.492	260	122	89	22
Amortyzacja	398	457	399	211	235	257	274
Inne (w tym KON)	51	-20	2.137	131	0	-4	-7
Operacyjne przepływy pieniężne	624	1.125	1.043	603	357	342	289
CAPEX	-665	-768	-853	-696	-661	-562	-449
Pozostałe	13	3	25	0	0	0	0
Inwestycyjne przepływy pieniężne	-651	-765	-828	-696	-661	-562	-449
Dywidendy	-85	-88	-85	0	0	0	0
Pozostałe	-13	-12	-11	-21	-26	-31	100
Finansowe przepływy pieniężne	-98	-100	-97	-21	-26	-31	100
Zmiana stanu środków pieniężnych	-125	260	119	-114	-330	-250	-60
Środki pieniężne na koniec okresu	475	735	854	740	410	160	100
DPS (PLN)	2,50	2,58	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00

Wskaźniki wzrostu r/r	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
Przychody	3%	61%	-7%	-23%	3%	-3%	-5%
EBITDA	-27%	131%	-27%	-47%	-27%	-5%	-18%
EBIT	-45%	319%	-321%	-117%	-53%	-28%	-79%
Zysk netto	-39%	292%	-317%	-117%	-53%	-27%	-75%
EPS	-39%	292%	-317%	-117%	-53%	-27%	-75%

Marże	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
EBITDA	23,7%	34,1%	26,8%	18,3%	13,1%	12,9%	11,1%
Marża EBIT	8,2%	21,3%	-50,6%	10,9%	5,0%	3,7%	0,8%
Marża netto	7,2%	17,4%	-40,7%	9,2%	4,2%	3,2%	0,8%
ROE	4,8%	17,1%	-42,6%	9,2%	4,0%	2,8%	0,7%

Wskaźniki bilansowe	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
BVPS (PLN)	109,0	126,5	79,6	87,2	90,8	93,4	94,1
Net debt/EBITDA	-0,81	-0,54	-0,87	-1,47	-1,20	-0,66	-0,26
Dług bankowy/kapitał własny	0,1%	0,0%	0,0%	-0,7%	-1,5%	-2,5%	0,7%

Źródło: Spółka, BM Pekao

Podsumowanie kluczowych danych finansowych

	2022	2023	2024	2025e	2026e	2027e	2028e
EPS	5.16	20.20	-43.87	7.65	3.59	2.63	0.66
Revenue	2 452	3 939	3 665	2 830	2 912	2 813	2 682
Gross margin %	16.7%	29.2%	22.8%	14.7%	14.0%	13.0%	10.5%
EBIT	200	840	-1855	308	146	105	22
EBITDA	582	1345	981	519	381	362	296
Net profit	175	687	-1492	260	122	89	22
Net debt	-470	-733	-854	-761	-457	-238	-78
BPS	109.0	126.5	79.6	87.2	90.8	93.4	94.1
DPS	2.50	2.58	2.50	0.00	0.00	0.00	0.00
ROE, %	4.8%	17.1%	-42.6%	9.2%	4.0%	2.8%	0.7%
ROA, %	3.6%	11.9%	-38.2%	6.6%	3.0%	2.2%	0.5%
D&A	398	457	399	211	235	257	274
Free cash flow	-40	356	191	-92	-304	-219	-160
Capex	665	768	853	696	661	562	449

Źródło: Spółka, BM Pekao



PRACE NAD RAPORTEM ZOSTAŁY ZAKOŃCZONE W DN. 26 WRZEŚNIA 2025 R. O GODZINIE 16:59 CET.
RAPORT ZOSTAŁ ROZDYSTRYBUOWANY PO RAZ PIERWSZY W DN. 26 WRZEŚNIA 2025 R. O GODZINIE 17:01 CET.
ZAWARTOŚĆ RAPORTU NIE BYŁA WERYFIKOWANA PRZEZ JAKĄKOLWIEK SPÓŁKĘ, KTÓREJ RAPORT DOTYCZY

ZASTRZEŻENIA PRAWNE

ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA PUBLIKACJĘ:

Biuro Maklerskie Pekao (BM) jest wyodrębnioną organizacyjnie jednostką Banku Polska Kasa Opieki S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Żubra 1, 01-066 Warszawa, Polska. Bank Polska Kasa Opieki Spółka Akcyjna z siedzibą w Warszawie przy ul. Żubra 1, 01-066 Warszawa, jest wpisany do rejestru przedsiębiorców w Sądzie Rejonowym dla m.st. Warszawy w Warszawie, XIII Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego, KRS: 0000014843, NIP: 526-00-06-841, REGON: 000010205, kapitał zakładowy (opłacony w całości) w wysokości: 262 470 034 zł.

Organem sprawującym nadzór nad działalnością BM jest Komisja Nadzoru Finansowego, ul. Piękna 20, 00-549 Warszawa, Polska. BM podlega regulacjom Komisji Nadzoru Finansowego, a także niektórych innych organów regulacyjnych w Unii Europejskiej.

Niniejsza analiza inwestycyjna („Raport”) została przygotowana przez BM w ramach **Pilotażowego Programu Wsparcia Pokrycia Analitycznego na zamówienie Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.** („Program”). Informacje dotyczące Programu dostępne są pod adresem <https://www.gpw.pl/gpwpa>. Prawa autorskie do Raportu przysługują Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. Z tytułu sporządzenia Raportu BM będzie przysługiwało wynagrodzenie od Giełdy Papierów Wartościowych w Warszawie S.A. na zasadach wskazanych w umowie zawartej pomiędzy BM a Giełdą Papierów Wartościowych w Warszawie S.A.

Niniejsza analiza inwestycyjna jest publiczna, nie jest ogólną poradą inwestycyjną, ani rekomendacją inwestycyjną świadczoną w ramach usługi doradztwa inwestycyjnego, ani częścią usługi zarządzania portfelem instrumentów finansowych. BM, w związku z wydaniem analizy inwestycyjnej, nie ustala profilu inwestycyjnego Klienta, w tym nie weryfikuje jego wiedzy i doświadczenia, jego sytuacji finansowej i celów inwestycyjnych ani nie dokonuje oceny odpowiedniości usługi.

Analiza inwestycji opiera się na informacjach uzyskanych z publicznych źródeł informacji, które uważamy za wiarygodne, ale za ich kompletność i dokładność nie ponosimy żadnej odpowiedzialności. Wszystkie szacunki, projekcje, prognozy i opinie zawarte w niniejszej analizie inwestycyjnej stanowią niezależny osąd analityków na dzień publikacji. Zastrzegamy sobie prawo do zmiany poglądów wyrażonych w niniejszym dokumencie w dowolnym momencie bez powiadomienia. Ponadto zastrzegamy sobie prawo do nieaktualizowania tych informacji lub całkowitego zaprzestania ich udostępniania bez uprzedzenia.

Niniejsza analiza inwestycyjna służy wyłącznie do celów informacyjnych i nie stanowi części oferty kupna, sprzedaży lub subskrypcji jakiegokolwiek instrumentu finansowego na jakimkolwiek rynku finansowym. Nie stanowi też reklamy.

BM nie ponosi odpowiedzialności za skutki decyzji inwestycyjnych podjętych na podstawie analizy inwestycyjnej. Analiza inwestycyjna nie daje jakiegokolwiek gwarancji, że dana strategia, czy projekcja cenowa jest właściwa dla konkretnego Klienta, a korzystając z niej nie należy rezygnować z przeprowadzenia niezależnej oceny i uwzględnienia innych niż przedstawione czynników ryzyka. Omawiane instrumenty finansowe mogą podlegać wahaniom pod względem ceny lub wartości. Inwestorzy mogą odzyskać mniej, niż zainwestowali. Zmiany kursów walutowych mogą mieć negatywny wpływ na wartość inwestycji. Ponadto wyniki osiągnięte w przeszłości nie gwarantują osiągnięcia podobnych wyników w przyszłości. Ryzyko związane z inwestycją w omawiany instrument finansowy nie zostało w całości wyjaśnione w niniejszym dokumencie. Korzystanie z usług BM wiąże się z ryzykiem inwestycyjnym, szczegółowo opisanym na stronie internetowej www.pekao.com.pl/biuro-maklerskie

INFORMACJE DOTYCZĄCE REKOMENDACJI:

Niniejsza analiza inwestycyjna ma charakter rekomendacji o charakterze ogólnym.

Niniejsza rekomendacja jest badaniem inwestycyjnym w rozumieniu art. 36 ust. 1 Rozporządzenia UE 2017/565 i została przygotowana zgodnie z wymogami prawnymi zapewniającymi niezależność badań inwestycyjnych.

Wykaz wszystkich rekomendacji inwestycyjnych wydanych przez BM w okresie ostatnich 12 miesięcy, informacja o odsetku wszystkich rekomendacji inwestycyjnych stanowiących rekomendacje „kup”, „trzymaj”, „sprzedaj” lub równoważne z okresu ostatnich 12 miesięcy oraz informacja o liczbie rekomendacji, które można przypisać każdej z powyższych kategorii, znajduje się pod adresem: www.pekao.com.pl/biuro-maklerskie/ratings

Niniejszy dokument nie może być rozpowszechniany w Australii, Kanadzie, Japonii lub Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii ani na obszarze żadnej innej jurysdykcji, gdzie rozpowszechnianie takie stanowiłoby naruszenie właściwych przepisów danej jurysdykcji lub wymagało zarejestrowania w tej jurysdykcji.

UJAWNIEŃ W OBRĘBIE POTENCJALNYCH KONFLIKTÓW INTERESÓW:

Obecne potencjalne konflikty interesów dotyczą następujących emitentów (patrz definicja kluczy poniżej):

AB S.A. 3; Alior 3; Allegro 3; Astarta S.A. 3; Asseco Poland 3, 4; CCC 3; CD Projekt 3, 4; Cyfrowy Polsat 3, 4; Dino Polska 3; ENEA 3; ENERGA 3; GPW 3, 4; JSW 3; KGHM 3; LPP 3; Lotos 3; LW Bogdanka 4; mBank 4; Mercator 3; Orange Polska 3, 4; PGE 3; PGNiG 3, 4; PKN Orlen 3; PKO BP 3; PKP Cargo 4; Play 3; Santander Bank Polska 3; Tauron PE 3; Stalprodukt S.A. 3, WP Holding 4;

Słownik:

Klucz 1: Emitent posiada co najmniej 5% kapitału zakładowego Banku Pekao S.A.

Klucz 2: BM i/lub jakakolwiek osoba prawna należąca do tej samej grupy była głównym managerem lub co-lead managerem (gwarantem lub współgwarantem) w ciągu ostatnich 12 miesięcy publicznej oferty instrumentów finansowych emitenta.

Klucz 3: BM i/lub jakakolwiek osoba prawna należąca do tej samej grupy jest animatorem rynku lub dostawcą płynności w zakresie instrumentów finansowych emitenta.

Klucz 4: Analizowana firma oraz BM i/lub powiązana z nimi osoba prawna zawarły umowę świadczenia usługi sporządzania analiz inwestycyjnych.

Klucz 5: Analityk lub osoba z nim powiązana zasiada w radzie nadzorczej / zarządzie emitenta.

Klucz 6: BM posiada pozycję długą netto na akcjach przekraczającą 0,5% całkowitego wyemitowanego kapitału zakładowego emitenta.

Klucz 7: BM posiada pozycję krótką netto na akcjach przekraczającą 0,5% całkowitego wyemitowanego kapitału zakładowego emitenta.

Analitycy mogą odnosić się do jednej lub kilku firm w swoich analizach. W niektórych przypadkach analizowani emitenci aktywnie dostarczali informacji do tej analizy. Analiza inwestycyjna nie została ujawniona żadnemu emitentowi papierów wartościowych przez datę jej pierwszej publikacji.

Wynagrodzenie BM lub osób pracujących dla BM, które brały udział w sporządzaniu rekomendacji, nie jest bezpośrednio powiązane z transakcjami w zakresie usług BM określonych w sekcjach A i B załącznika I do dyrektywy 2014/65/UE lub innego rodzaju transakcjami, które wykonuje BM lub jakakolwiek osoba prawna należąca do tej samej grupy, lub nie jest związane z opłatami i prowizjami, które otrzymuje BM lub jakakolwiek osoba prawna należąca do tej samej grupy.

Informacja o posiadaniu instrumentów finansowych lub ich instrumentów pochodnych przez osoby uczestniczące w procesie sporządzania rekomendacji inwestycyjnych lub informacja, że osoba rekomendująca nie posiada takich instrumentów:

Imię i nazwisko	Stanowisko	Instrument	Liczba akcji	Pozycja (długa/krótka)	Średnia cena transakcji	Daty transakcji
Tomasz Duda	Analityk	LW Bogdanka	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

BM i/lub inna osoba prawna wchodząca w skład tej samej grupy kapitałowej może regularnie handlować akcjami analizowanej spółki. BM i/lub inne powiązane z nim osoby prawne mogą posiadać otwarte pozycje o znacznej wartości na akcjach analizowanej spółki lub na instrumentach pochodnych takich akcji. Bank i inne osoby prawne z Grupy Pekao mogły udzielić analizowanej spółce znacznych kredytów. BM i/lub inne powiązane osoby prawne mogą mieć znaczący interes finansowy związany z analizowaną spółką lub mogą mieć taki interes w dowolnym momencie w przyszłości. W związku z tym, że BM i/lub każda z powiązana z nim osoba prawna są uprawnieni, z zastrzeżeniem obowiązującego prawa, do dokonywania takich czynności w dowolnym momencie w przyszłości, które mogą prowadzić do zaistnienia znaczącego interesu finansowego, do celów niniejszej informacji należy przyjąć, że BM i/lub jakakolwiek powiązana osoba prawna faktycznie wykona takie działania, które mogą doprowadzić do zaistnienia znaczącego interesu finansowego w odniesieniu do analizowanej spółki.

Analizowana spółka i BM i/lub jakakolwiek osoba prawna wchodząca w skład tej samej grupy mogły zawrzeć umowę dotyczącą świadczenia usług firm inwestycyjnych określonych w sekcjach A i B załącznika I do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE w ciągu ostatnich 12 miesięcy, w zamian za co BM i/lub taka osoba prawna będąca częścią tej samej grupy otrzymała wynagrodzenie, przyrzeczenie zapłaty lub zamierza to uczynić. W związku z tym, że BM i/lub każda osoba prawna wchodząca w skład tej samej grupy jest uprawniona do zawarcia, zgodnie z obowiązującym prawem, umowy o świadczenie usług firm inwestycyjnych określonych w sekcjach A i B Załącznika I do Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/65/UE z analizowaną spółką w dowolnym momencie w przyszłości i mogą otrzymać wynagrodzenie lub przyrzeczenie zapłaty, na potrzeby

niniejszej informacji należy przyjąć, że BM i/lub każda osoba prawna należąca do tej samej grupy faktycznie zawrze takie umowy i faktycznie otrzyma takie wynagrodzenie lub przyrzeczenie zapłaty.

Aby zapobiec konfliktom interesów lub nimi zarządzić, BM i/lub inna osoba prawna wchodząca w skład tej samej grupy ustaliła bariery organizacyjne wymagane z punktu widzenia prawnego i nadzorczego, których przestrzeganie jest monitorowane przez dział zgodności. Powstające konflikty interesów są zarządzane przez bariery prawne i fizyczne oraz niefizyczne mające na celu ograniczenie przepływu informacji pomiędzy jednym obszarem / działem BM i/lub innymi powiązanymi z nimi osobami prawnymi. W szczególności jednostki bankowości inwestycyjnej, w tym finansów przedsiębiorstw, działalność na rynku kapitałowym, doradztwo finansowe i inne działania związane z pozyskiwaniem kapitału, są oddzielone fizycznymi i niefizycznymi barierami od jednostek sprzedażowych, a także od działu analiz inwestycyjnych. Ujawnienia znanych i potencjalnych konfliktów interesów są zamieszczane w analizach inwestycyjnych. Analitycy są na bieżąco nadzorowani i zarządzani przez osoby, które nie są odpowiedzialne za działalność w zakresie bankowości inwestycyjnej, w tym za działalność w zakresie finansów przedsiębiorstw lub inną działalność związaną z oferowaniem papierów wartościowych.

METODY STOSOWANE DO FORMUŁOWANIA ZALECEŃ INWESTYCYJNYCH:

Nasze wyceny przedsiębiorstw oparte są na dwóch metodach wyceny, wybranych spośród następujących: model dyskontowy, model oparty na analizie porównawczej lub metoda wyceny wartości aktywów.

Modele dyskontowe charakteryzują się jednoczesnym i kompleksowym uwzględnianiem kluczowych determinant wartości wewnętrznej, np. operacyjne przepływy pieniężne, nakłady inwestycyjne, koszt kapitału (WACC). Są teoretycznie atrakcyjne i zapewniają bezpośrednie obliczenie wartości przedsiębiorstwa. Jednak wyceny modeli dyskontowych są bardzo wrażliwe na zmiany założeń, szczególnie stopy wolnej od ryzyka i końcowej stopy wzrostu. Ponadto prognozy nie są pewne - nieprzewidziane przyszłe zdarzenia mogą spowodować, że prognozy dochodów lub zysków będą nieaktualne.

Analiza porównawcza oparta jest na analizie mnożników wyceny danego przedsiębiorstwa względem innych podobnych przedsiębiorstw z branży. Wśród mocnych stron modeli mnożników możemy wyróżnić ich prostotę, ponieważ są one łatwe do obliczenia i zrozumienia. Ponadto do wyceny wybierane są tylko kluczowe statystyki dla inwestorów. Z drugiej strony mnożniki oparte są na danych historycznych lub prognozach krótkoterminowych. Wyceny oparte o mnożniki nie będą zatem w stanie uchwycić różnic w przewidywanej wydajności w dłuższej perspektywie. Ponadto może być problematyczne wybranie odpowiedniej grupy porównawczej.

Metody oparte o wyceny wartości aktywów mogą być stosowane, nawet jeśli firma ma krótki rejestr zysków lub jej przyszłe istnienie jest niepewne. Określenie wartości rynkowej niektórych aktywów, zwłaszcza wartości niematerialnych, może być jednak trudne. Ponadto modele oparte na aktywach nie uwzględniają przyszłych zmian wyników finansowych ani nie zawierają pozycji pozabilansowych, takich jak know-how.

Zalecenia inwestycyjne dotyczą generalnie horyzontu 12-miesięcznego. Jednak podlegają one również warunkom rynkowym i mogą stanowić jedynie wskazówkę. W rzeczywistości ceny docelowe mogą być osiągane szybciej lub wolniej niż oczekiwano lub wymagać korekty w górę lub w dół. W tabelach i na wykresach w całym niniejszym raporcie lata oznaczamy literą „E” w celu wskazania, że przedstawione liczby są prognozami i szacunkami.

Definicje oznaczeń (zaleceń) zawartych w rekomendacjach fundamentalnych:

Obecnie używamy trzypoziomowego systemu rekomendacji dla akcji objętych naszym pokryciem analitycznym: Kup, Trzymaj lub Sprzedaj (definicje poniżej):

Zalecenie **Kupuj** stosujemy wtedy się, gdy oczekiwany całkowity zwrot z inwestycji w ciągu następnych dwunastu miesięcy jest wyższy niż 15%.

Zalecenie **Trzymaj** jest stosowane wtedy, gdy oczekiwany całkowity zwrot z inwestycji w ciągu następnych dwunastu miesięcy mieści się w zakresie od 0% do 15%.

Zalecenie **Sprzedaj** jest stosowane wtedy, gdy oczekiwany całkowity zwrot z inwestycji w ciągu następnych dwunastu miesięcy jest ujemny.

Stosujemy również trzy dodatkowe kategorie:

Zastrzeżone: rating i / lub prognozy finansowe i / lub cena docelowa nie są ujawniane ze względu na względy regulacyjne, takie jak okres zamknięty lub konflikt interesów.

W okresie przejściowym: Ze względu na zmiany w zespole analitycznym wydawanie zaleceń dot. akcji i/lub ceny docelowej jest czasowo zawieszane. Spółka pozostaje w uniwersum analitycznym, a opracowania analityczne zostaną wznowione w odpowiednim czasie.

W trakcie przeglądu: rekomendacja inwestycyjna i/lub prognozy finansowe i/lub cena docelowa są w tej chwili poddawane przeglądowi przez analityka i nie należy polegać na poprzedniej rekomendacji i/lub prognozach finansowych i/lub cenie docelowej.

Brak ocen: nie wydajemy zaleceń dotyczących danej spółki i nie planujemy ich wydawać w dającej się przewidzieć przyszłości.

WYJAŚNIENIE TERMINOLOGII FACHOWEJ STOSOWANEJ W OPRACOWANIU:

C/Z lub P/E – wskaźnik „Cena/Zysk” lub „Price/Earnings” oznacza stosunek ceny instrumentu finansowego do wyniku netto emitenta instrumentu finansowego.

C/WK lub P/B – wskaźnik „Cena/Wartość Księgowa” lub „Price/Book Value” oznacza stosunek ceny instrumentu finansowego do bilansowej wartości księgowej kapitałów własnych przedsiębiorstwa.

EPS – „Earnings per Share”, czyli zysk netto na jedną akcję.

BVPS – „Book Value per Share”, czyli wartość księgowa na jedną akcję.

FWD – „Forward” - oznacza wskaźnik (np. C/Z) wyliczany na podstawie oczekiwanych wyników.

DPS – „Dividend per Share”, tj. dywidenda na akcję.

DY – „Dividend Yield”, tj. Stopa dywidendy, wskaźnik liczony jako dywidenda na akcję podzielona przez aktualną cenę akcji.

EBIT – „Earnings Before Interest and Taxes” to wynik operacyjny emitenta instrumentu finansowego.

EBITDA - „Enterprise Value / Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization” to wynik operacyjny powiększony o wartość amortyzacji.

EV/EBITDA – „Enterprise Value / Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization” to kapitalizacja giełdowa spółki (Cena x liczba akcji) powiększona o wartość długu finansowego netto oraz wartość udziałów akcjonariuszy mniejszościowych podzielona przez wynik operacyjny powiększony o wartość amortyzacji aktywów spółki.

NWZA – Nadzwyczajne Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy

WZA – Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy