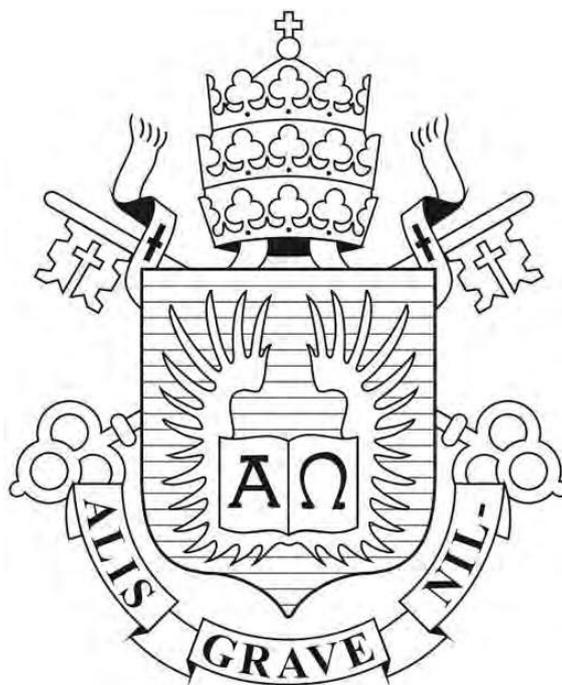


**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE
JANEIRO DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO



UMA ANÁLISE FUNDAMENTALISTA DA PRIO

VITOR GONÇALVES AFFONSO

MATRÍCULA: 1812967

**Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e
que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de
ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor
tutor.**

ORIENTADOR: EDUARDO MARINHO

Sumário

Lista de tabelas e gráficos.....	3
Agradecimentos.....	5
1. Introdução.....	5
2. Análise Setorial	6
• 2.1. Dinâmica dos mercados de commodities	6
• 2.2. A indústria global de petróleo	7
• 2.3. Fatores que influenciam os preços de petróleo	10
• 2.4. Participantes do mercado.....	14
• 2.5. Valuation de commodities.....	20
• 2.6. O setor de petróleo no Brasil.....	28
• 2.7. O papel da Prio no setor	33
3. Metodologia de Valuation.....	38
• 3.1. Modelos de Valuation	38
• 3.2. Metodologia utilizada para avaliar a Prio	46
4. Valuation da Prio.....	54
• 4.1. Projeções de receitas e custos	54
• 4.2. Projeções de Capex, depreciação e Δ NCG.....	57
• 4.3. Principais premissas e análise de sensibilidade	59
• 4.4. Análise do valor da empresa pela curva de reservas	64
• 4.5. Conclusão	66
5. Referências bibliográficas.....	68

Lista de tabelas e gráficos

Gráfico 1 – Produção de petróleo por país	9
Gráfico 2 – Produção de petróleo por região	10
Gráfico 3 – Produção de petróleo por país / total produzido	10
Tabela 1 – Tabela periódica do petróleo	11
Gráfico 4 – Bonny Light x Brent.....	13
Gráfico 5 - Petróleo – posições nos contratos Brent e WTI	18
Tabela 2 – Dados de empresas de óleo & gás listadas na B3.....	32
Gráfico 6 – Produção total de petróleo por companhia operadora	33
Gráfico 7 – Evolução do lifting cost da Prio	36
Gráfico 8 – Curva de produção por ativo da Prio.....	37
Gráfico 9 – Cálculo do Equity Risk Premium.....	52
Tabela 3 – Cálculo do WACC da Prio	53
Gráfico 10 – Curva do Brent	55
Tabela 4 – Projeções de produção da Prio	55
Tabela 5 – Receita e lifting cost.....	56
Tabela 6 – Receita e consenso de mercado	56
Tabela 7 – Projeções de custos e SG&A.....	57
Tabela 8 – EBIT e consenso de mercado.....	57
Tabela 9 – Projeções de Capex.....	58
Tabela 10 – Projeções de variação na necessidade de capital de giro	59
Tabela 11 – FCFF cenário base.....	59
Gráfico 11 – Múltiplo EV/EBITDA	60
Tabela 12 – Premissas de Valuation	61
Tabela 13 – Equity Value – cenário base	61

Tabela 14 – FCFF cenário conservador	62
Tabela 15 – Equity Value – cenário conservador.....	62
Tabela 16 – FCFF cenário otimista	63
Tabela 17 – Equity Value – cenário otimista	63
Tabela 18 – Equity Value – sensibilidade Brent.....	64
Tabela 19 – EV – reservas 2P	65
Tabela 20 – EV – reservas 1P	66

Agradecimentos

Antes de qualquer coisa gostaria de prestar algumas homenagens no começo deste trabalho. Sem dúvidas devo agradecer primeiramente à minha família. Meus pais, André Affonso e Cristiane Gonçalves e a minha irmã, Carolina Gonçalves Affonso foram fundamentais para eu estar onde estou atualmente, sem eles eu certamente não conseguiria chegar até aqui. Devo tudo ao meu suporte e estrutura familiar por ter aberto as portas do conhecimento e do mundo para mim, me permitindo estudar em duas grandiosas instituições, a Escola Alemã Corcovado e a PUC-RJ. Nessas duas instituições consegui me desenvolver e aprender lições que levarei para toda a minha vida. Ambas possuem um intercâmbio cultural incrível que me permitiu ter uma visão de mundo mais plural e nunca me deixaram faltar nada.

Também devo muitos agradecimentos a minha namorada, Isabella Pinheiro. Ela teve um papel muito importante na minha evolução como ser humano e tornou minha caminhada mais leve até o agora, seu amor e companheirismo fizeram toda a diferença em momentos difíceis e desgastantes que fazem parte da jornada.

Outro agradecimento e menção honrosa que gostaria de deixar aqui é para o Thor, meu cachorro que desde que entrou na minha vida sempre esteve ao meu lado. As noites e na madrugadas viradas estudando e trabalhando ficaram mais fáceis por saber que eu podia simplesmente olhar para o lado e vê-lo.

Por fim, gostaria de agradecer ao meu orientador Eduardo Marinho. Seus conselhos me deram um norte muito bom e fico muito satisfeito em saber que também pude fazer parte da sua história no primeiro ano em que orientou um trabalho de Monografia.

1. Introdução

A indústria de petróleo desempenha um papel fundamental na economia global, sendo influenciada por uma série de fatores que afetam os preços das commodities e a dinâmica do mercado. Nesse contexto, a Prio, uma empresa brasileira do setor de óleo & gás, se destaca como uma das participantes desse mercado dinâmico e desafiador. Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo realizar uma avaliação

detalhada da Prio (PRIO3) por meio de uma análise de valuation abrangente. Para tanto, serão abordados temas como a dinâmica dos mercados de commodities, a indústria global de petróleo, os fatores que influenciam os preços do petróleo e a posição estratégica da Prio no setor. Além disso, será apresentada a metodologia de valuation utilizada, projeções financeiras, análise de sensibilidade e outras considerações que permitirão avaliar o valor da empresa de forma precisa e informada.

Compreender a dinâmica do mercado de petróleo e a posição estratégica da Prio é crucial para avaliar seu potencial de crescimento e sua capacidade de geração de valor. A análise de valuation apresentada neste trabalho servirá como um guia para investidores, gestores e demais interessados em entender a Prio e suas perspectivas no cenário global de óleo & gás. Ao final deste estudo, espera-se oferecer uma visão abrangente e fundamentada sobre a empresa, contribuindo para uma tomada de decisão mais informada em relação aos investimentos no setor de petróleo & gás.

2. Análise Setorial

- **2.1. Dinâmica dos mercados de commodities**

O mercado de commodities é relativamente amplo, mas pode ser definido e separado de acordo com alguns critérios. De acordo com a Bloomberg, podemos dividir o mercado de commodities em: energia, grãos, metais industriais (base), pecuária, metais preciosos e produtos agrícolas. Essa segmentação é mais granular do que alguns outros índices, como o da S&P Global Commodities (SPGSCI), mas é razoavelmente consistente com a divisão nas especialidades da maioria dos participantes do mercado.

Cada setor possui características individuais importantes na determinação da oferta e demanda de cada commodity. Um conceito-chave para entender essa dinâmica é avaliar quão facilmente e com que custo a commodity pode ser produzida e armazenada, bem como questões relacionadas, como frequência/tempo de consumo, deterioração, seguro e facilidade de transporte para os consumidores (CFA Institute, 2023).

O grupo “energia” engloba o transporte de combustíveis, produção industrial e geração de energia elétrica. As principais commodities incluem petróleo bruto, gás

natural, carvão e produtos refinados, como gasolina e óleo de aquecimento (Bloomberg, 2023).

Conceitualmente, o ciclo de produção de commodities reflete e amplifica as mudanças no armazenamento, clima e eventos político-econômicos que afetam a oferta e demanda. O timing/sazonalidade é, na verdade, uma sobreposição sobre os fatores subjacentes de oferta e demanda. Um ciclo de vida curto permite ajustes relativamente rápidos a eventos externos, enquanto um ciclo de vida longo geralmente limita a capacidade de oferta ou demanda de reagir às novas condições (CFA Institute, 2023).

Entre as commodities alimentícias, agricultura e pecuária possuem estações e ciclos de crescimento bem definidos que são específicos de regiões geográficas. Por exemplo, em março de cada ano, o plantio de milho pode estar concluído no sul dos Estados Unidos, mas ainda não ter começado no Canadá. Enquanto isso, a colheita de milho pode estar em andamento no Brasil e Argentina, devido ao ciclo sazonal reverso no Hemisfério Sul. Cada localização geográfica também representa mercados locais que possuem diferentes demandas domésticas e de exportação.

Por outro lado, as commodities nos setores de energia e metais são extraídas durante todo o ano. De acordo com o CFA Institute, as mudanças em seus ciclos de vida geralmente ocorrem marginalmente em um processo contínuo, em vez de estarem centradas em um tempo ou estação discreta. No entanto, os produtos derivados do petróleo bruto e minério de metal têm demandas sazonais dependendo do clima (por exemplo, demanda por gasolina no verão e óleo combustível no inverno) que afetam o ciclo de vida e o uso da commodity subjacente.

Olhando para o segmento de energia, podemos observar essas diferenças. O gás natural pode ser consumido quase imediatamente após a extração do solo. O petróleo bruto, por sua vez, precisa ser transformado em algo mais; o petróleo bruto é inútil em sua forma bruta.

- **2.2. A indústria global de petróleo**

A indústria de petróleo é um setor global que abrange uma ampla gama de operações, incluindo exploração e produção, refino e distribuição de petróleo. A indústria é dividida em três segmentos principais: upstream, que envolve exploração e

produção; midstream, que inclui transporte e armazenamento; e downstream, que envolve refino e comercialização.

Vale ressaltar desde já que a Prio, objeto de estudo deste trabalho, é uma empresa do setor de petróleo que atua no segmento de upstream, que compreende as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. A companhia tem como estratégia principal adquirir campos de produção maduros e atuar para reduzir custos e otimizar a produção desses ativos. Com esse modelo de negócio focado na aquisição de campos em produção e na otimização dos ativos adquiridos, a Prio se tornou a maior empresa independente de exploração e produção de petróleo do Brasil.

Antes de explorar em maiores detalhes a Prio, é importante entender as características do setor e elucidar a dinâmica de formação de preços do mercado de petróleo, bem como seus diferentes segmentos e as particularidades do mercado brasileiro.

A oferta de petróleo é determinada por uma variedade de fatores, incluindo a capacidade de produção dos países produtores, as políticas governamentais, os níveis de investimento na exploração e produção de petróleo, e as condições geopolíticas. A OPEP é um ator importante na determinação da oferta global de petróleo, pois seus membros detêm uma grande proporção das reservas de petróleo do mundo e têm a capacidade de influenciar os preços do petróleo ajustando seus níveis de produção.

A OPEP, ou Organização dos Países Exportadores de Petróleo, é uma organização intergovernamental fundada em 1960, estabelecida com o objetivo de coordenar e unificar as políticas de petróleo entre os países membros, a fim de garantir preços justos e estáveis para os produtores de petróleo, fornecer um suprimento eficiente, econômico e regular de petróleo para os países consumidores e um retorno justo sobre o capital para aqueles que investem na indústria do petróleo (OPEC, 2023).

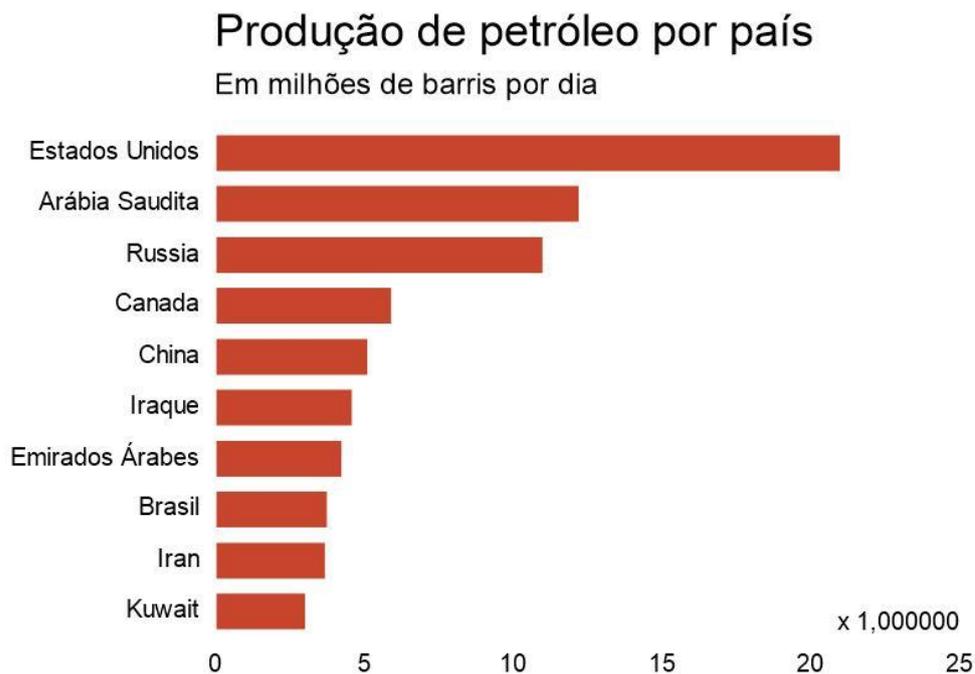
Os membros da OPEP incluem alguns dos maiores produtores de petróleo do mundo. A partir de 2021, a OPEP tem 13 membros, que são: Argélia, Angola, Guiné Equatorial, Gabão, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, República do Congo, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Venezuela (OPEC, 2023).

A Arábia Saudita é o maior produtor de petróleo entre os membros da OPEP e tem uma das maiores reservas de petróleo do mundo. Outros grandes produtores de petróleo na OPEP incluem o Irã, o Iraque e os Emirados Árabes Unidos (IEA, 2023).

A OPEP desempenha um papel significativo na determinação da oferta global de petróleo. A organização tem a capacidade de influenciar os preços do petróleo ajustando os níveis de produção de seus membros. Por exemplo, se a OPEP decidir reduzir a produção, isso pode levar a um aumento nos preços do petróleo, enquanto um aumento na produção pode levar a uma queda nos preços. No entanto, é importante notar que a influência da OPEP sobre os preços do petróleo tem diminuído nas últimas décadas, à medida que a produção de petróleo em países não membros da OPEP, como os Estados Unidos e a Rússia, aumentou significativamente.

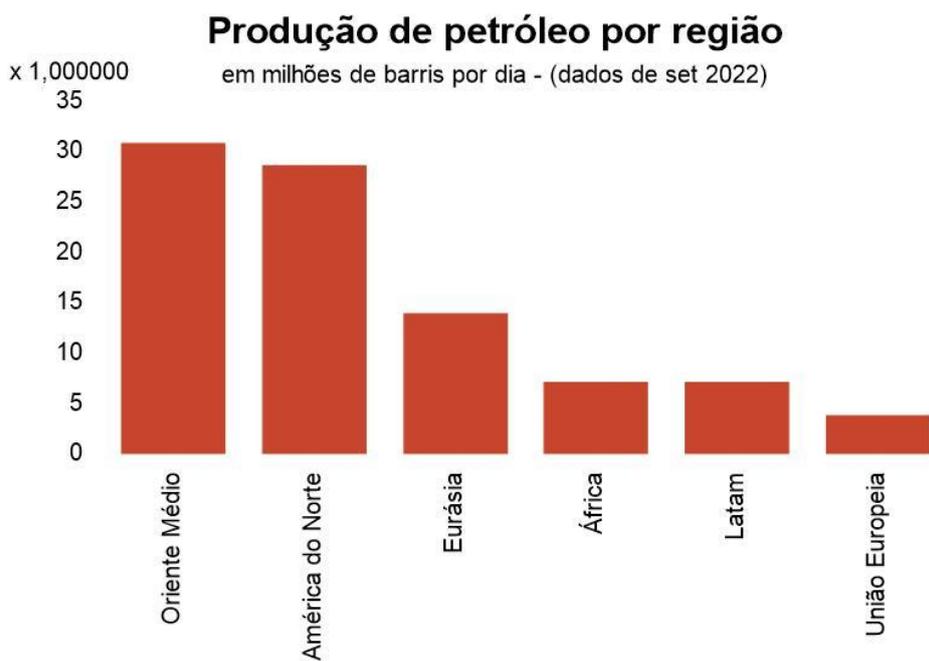
Os gráficos abaixo mostram a produção de petróleo por país, por região e a participação da OPEP na oferta global de petróleo.

Gráfico 1 – Produção de petróleo por país



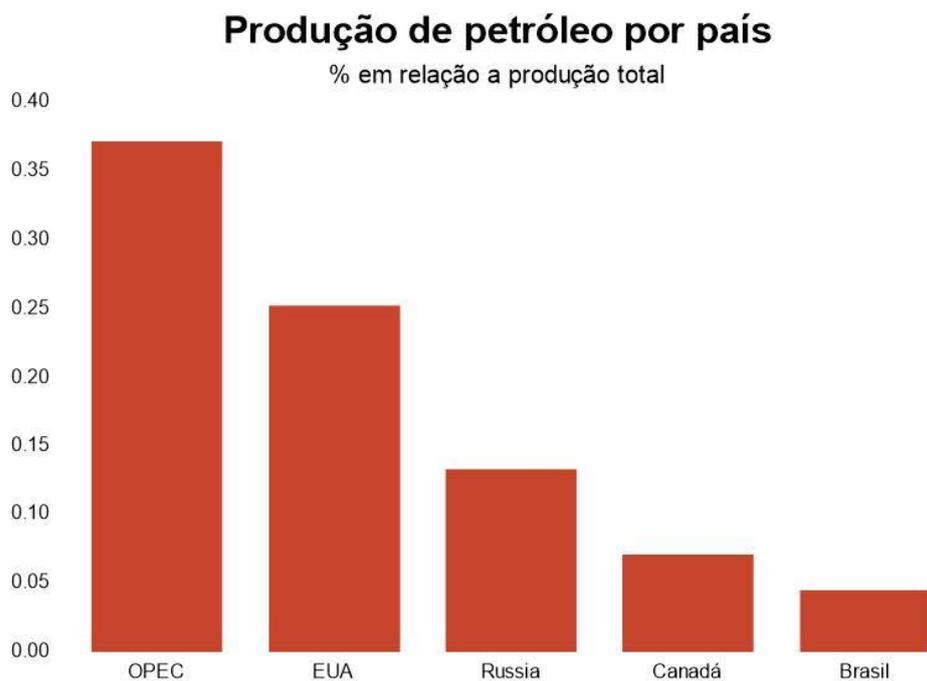
Source: Refinitiv Datastream / EIA

Gráfico 2 – Produção de petróleo por região



Source: Refinitiv Datastream / EIA

Gráfico 3 – Produção de petróleo por país / total produzido



Source: Refinitiv Datastream / EIA

• 2.3. Fatores que influenciam os preços de petróleo

Os preços do petróleo são determinados por uma variedade de fatores, incluindo oferta e demanda, condições geopolíticas, políticas governamentais, condições

climáticas e outros eventos imprevistos que possam afetar os fluxos comerciais e de logística.

Influências primárias no mercado são estoques, influenciados pela descoberta e exaustão de novos campos, custos econômicos e políticos/certeza de acesso a esses campos, tecnologia e manutenção de refinarias, crescimento econômico (PIB); e fluxos, como confiabilidade de oleodutos e navios-tanque, sazonalidade (verão/inverno), condições climáticas adversas (frio, furacões), vendas de automóveis/caminhões, instabilidade geopolítica, requisitos ambientais, entre outros (CFA Institute, 2023).

Os preços do petróleo são geralmente estabelecidos através de negociações entre compradores e vendedores, e são frequentemente referenciados a um dos principais benchmarks de petróleo, como o Brent ou WTI (S&P Global Commodities Insights, 2023).

Os benchmarks são referências de preços usadas no comércio de petróleo. Eles são essenciais para fornecer um preço de referência transparente para os contratos de petróleo. Os principais benchmarks incluem Brent, WTI e Dubai/Oman. Esses benchmarks são usados para precificar a maioria dos petróleos brutos do mundo e são frequentemente usados para precificar produtos refinados (S&P Global Commodities Insights, 2023).

As Agências de Relatórios de Preços (PRAs) desempenham um papel crucial na indústria de petróleo, fornecendo dados de preços e notícias sobre o mercado de petróleo, com foco no mercado físico e diferenciais regionais e de qualidade. Algumas das principais PRAs incluem S&P Global Commodities, Argus Media, Oil Price Information Service (OPIS), ICIS e RIM Intelligence. Essas agências aderem aos padrões internacionais para PRAs, os Princípios PRA, introduzidos pela Organização Internacional de Comissões de Valores (IOSCO) em 2012. Esses padrões incluem a publicação das metodologias detalhadas que são usadas na avaliação, procedimentos para garantir que suas avaliações de preços sejam indicadores confiáveis dos valores do mercado de petróleo, livres de distorções e representativos do mercado específico ao qual se referem, e medidas para garantir a qualidade e integridade do processo de avaliação de preços (Johnson, 2017).

A S&P Global Commodities avalia e precifica cerca de 150 tipos de petróleo diferentes, que são negociados entre empresas produtoras no mercado físico.

Tabela 1 – Tabela periódica de petróleo



A qualidade do petróleo bruto é determinada por características como densidade (leve a pesada) e teor de enxofre (doce a azedo). Essas características afetam tanto o valor do petróleo bruto quanto os tipos de produtos refinados que podem ser produzidos a partir dele. O petróleo bruto leve e doce (light & Sweet) é geralmente mais valioso porque pode ser mais facilmente refinado em produtos de alto valor, como gasolina e diesel.

Os petróleos leves (“light”) têm uma alta proporção de hidrocarbonetos menores, a partir dos quais o refinador pode produzir produtos de alto valor, como gasolina, diesel e combustível de aviação. Os petróleos pesados (“heavy”) têm uma proporção maior de hidrocarbonetos mais pesados, a partir dos quais o refinador pode fabricar apenas produtos de menor valor, como óleo combustível e asfalto.

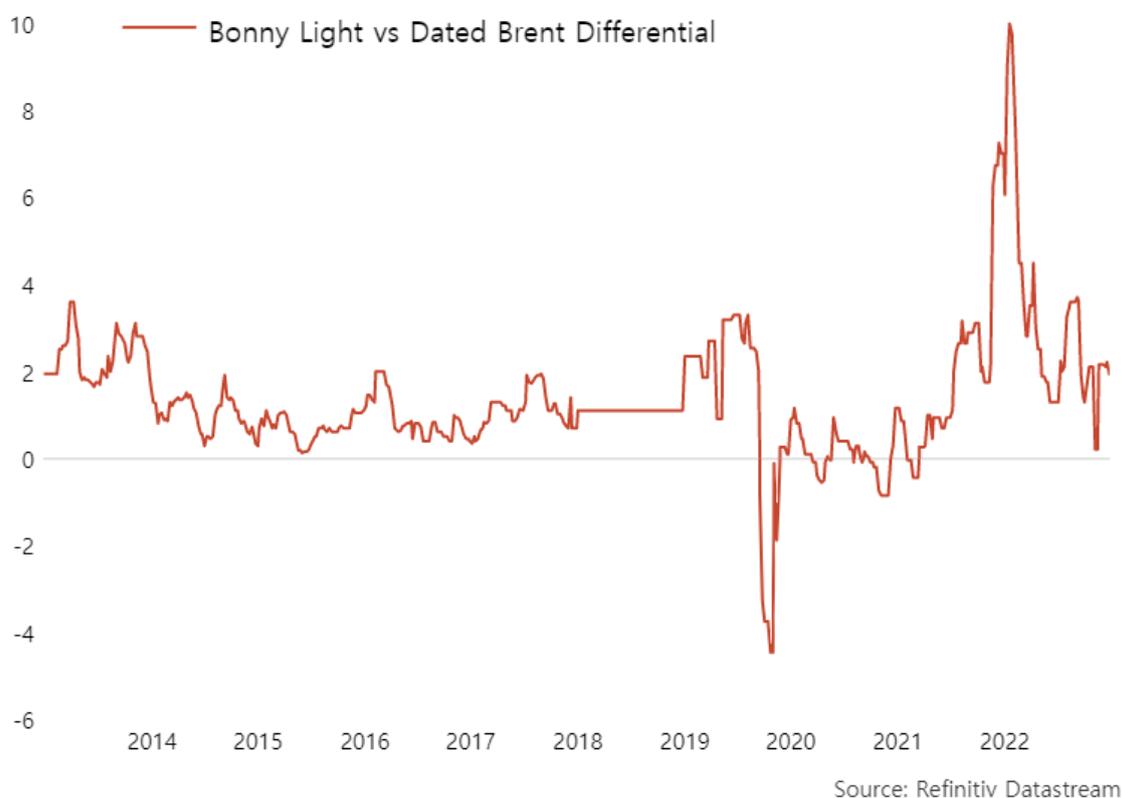
Uma refinaria mais complexa pode ser capaz de converter este material pesado em gasolina e outros combustíveis de transporte, mas com um custo de processamento substancial.

O gráfico abaixo mostra o histórico do diferencial de preços de mercado do petróleo Nigeriano Bonny Light (teor de enxofre de 0,15% e API de 34,9), em comparação com o Dated Brent (teor de enxofre de 0,30% e API de 37,5), uma das grades de petróleo bruto mais relevantes no mercado físico.

Em geral, petróleos mais leves costumam ser negociados com prêmios em relação a outros mais pesados, mas essa relação pode ser volátil, considerando a dinâmica de oferta e demanda das empresas produtoras e consumidoras e os movimentos de curto prazo do mercado (CFA Institute, 2023).

Isso fica nítido no gráfico: durante o período mais severo da pandemia, o diferencial do Bonny Light para o Dated Brent se tornou negativo pela primeira vez na série histórica. Por outro lado, no início da guerra entre Rússia e Ucrânia, com a oferta mais escassa e os fluxos comerciais abalados, esse mesmo diferencial atingiu seu patamar mais alto. A diferença do piso para o teto da série histórica de aproximadamente 14 dólares (aproximadamente 20% do preço médio do Brent no período) denota tal volatilidade em períodos de stress.

Gráfico 4 – Bonny Light vs Brent



Os produtos refinados são produzidos a partir do petróleo bruto em refinarias. Estes incluem gasolina, diesel, combustível de aviação, óleo combustível e outros produtos petroquímicos. A demanda por diferentes produtos refinados varia de acordo com fatores como a estação do ano e as condições econômicas (S&P Global Commodities Insights, 2023).

Os produtos refinados por sua vez, possuem várias etapas potenciais de processamento dependendo da qualidade do petróleo. Listo as principais etapas abaixo de acordo com o CFA Institute:

Extração: Um local de perfuração é selecionado após estudos, e o poço é escavado. Pode existir pressão subterrânea suficiente para que os hidrocarbonetos saiam naturalmente, ou água ou outras ferramentas podem ser necessárias para criar essa pressão.

Armazenamento: Após a extração, o petróleo bruto é armazenado comercialmente por alguns meses, em média, nos Estados Unidos, Singapura e norte da Europa, e é estrategicamente armazenado por muitos outros países. Além disso, o petróleo pode ser armazenado temporariamente em navios-tanque.

Estágio de Consumo: Somente o gás natural é consumido na sua fase inicial, pois não precisa passar por refino. O petróleo bruto requer processamento adicional.

Refino: O petróleo bruto é destilado em suas partes componentes por meio de um processo chamado "craqueamento". Calor é utilizado para sucessivamente evaporar os componentes que, por sua vez, são resfriados e coletados (como gasolina, querosene), até que apenas os resíduos (como asfalto) permaneçam.

Estágio de Consumo: Os produtos destilados são separados e enviados para seus diversos destinos - por navio, tubulação, trem ou caminhão - para uso pelo consumidor final.

As refinarias são extremamente caras de serem construídas, geralmente custando bilhões de dólares americanos, dependendo dos processos necessários para purificar e destilar o petróleo. Parte do custo depende das especificações esperadas do petróleo bruto de entrada. Em geral, uma fonte de baixa qualidade, com alto teor de enxofre, exigiria mais investimento do que uma fonte mais leve e "mais doce". Petróleos leves e doces exigem uma estrutura menos complexa de refino.

- **2.4. Participantes do mercado**

De acordo com o CFA Institute, existem três tipos de participantes principais no mercado de petróleo: hedgers, arbitradores e especuladores.

Os hedgers são participantes do mercado que entram em contratos de futuros para minimizar o risco de movimentos adversos de preços em uma commodity, neste caso, o petróleo. Eles podem ser produtores de petróleo, como empresas de exploração e

produção, ou consumidores de petróleo, como companhias aéreas e empresas de transporte. Por exemplo, uma empresa de exploração de petróleo pode usar contratos futuros para fixar o preço de venda do petróleo que produzirá em uma data futura. Isso lhes dá a certeza do preço que receberão, protegendo-os contra a possibilidade de os preços do petróleo caírem no futuro. Da mesma forma, uma companhia aérea pode usar contratos futuros para fixar o preço do petróleo que planeja comprar no futuro, protegendo-se contra a possibilidade de os preços do petróleo aumentarem.

Os arbitradores são participantes do mercado que procuram lucrar com as ineficiências do mercado. Eles fazem isso comprando uma commodity em um mercado onde o preço é baixo e vendendo-a em outro mercado onde o preço é alto. No mercado de petróleo, isso pode envolver a compra de petróleo em uma região onde o petróleo é abundante e os preços são baixos, e a venda em uma região onde o petróleo é escasso e os preços são altos.

Os arbitradores também podem procurar lucrar com as diferenças de preços entre os contratos de futuros de petróleo e os preços à vista. Se acreditarem que o preço futuro está muito alto em relação ao preço à vista, podem vender contratos futuros e comprar petróleo à vista. Se o preço futuro cair para se alinhar com o preço à vista, eles podem lucrar com a diferença. Essa estratégia é chamada de “calendar spread”.

Normalmente, os arbitradores do mercado de petróleo são as chamadas “Trading Companies”: entidades que se especializam na compra e venda de commodities. No contexto da indústria de petróleo, as trading companies desempenham um papel crucial na facilitação do comércio global de petróleo e produtos de petróleo, atuando como intermediárias entre os produtores de petróleo e os consumidores finais. Elas compram petróleo de produtores em várias partes do mundo, transportam o petróleo para onde ele é necessário e, em seguida, vendem o petróleo para refinarias e outros consumidores. As trading companies também podem comprar e vender contratos futuros de petróleo e outros instrumentos financeiros relacionados ao petróleo para lucrar com as flutuações nos preços do petróleo (KPMG, 2012).

Estas companhias podem ser independentes ou podem ser afiliadas a grandes empresas de petróleo. Algumas das maiores trading companies de petróleo do mundo incluem Vitol, Glencore, Trafigura, Gunvor e Mercuria.

De acordo com a KPMG, as trading companies de petróleo desempenham várias funções importantes no mercado de petróleo:

Fornecimento de liquidez: As trading companies compram petróleo de uma variedade de produtores, incluindo alguns em locais remotos ou politicamente instáveis. Ao fazer isso, eles fornecem um mercado para o petróleo que de outra forma poderia ser difícil de vender.

Gestão de risco: As trading companies usam contratos futuros, opções e outros instrumentos financeiros para gerenciar o risco de flutuações nos preços do petróleo. Isso permite que eles ofereçam preços estáveis aos seus clientes, mesmo em face da volatilidade dos preços do petróleo.

Logística e armazenamento: As trading companies gerenciam a logística de transporte do petróleo de onde ele é produzido para onde é necessário. Elas também podem possuir ou alugar instalações de armazenamento para guardar petróleo até que ele possa ser vendido.

Arbitragem: As trading companies podem lucrar com as diferenças de preço do petróleo entre diferentes locais ou em diferentes momentos. Por exemplo, se o petróleo é mais barato em uma região do que em outra, uma trading company pode comprar petróleo na região mais barata e vender na região mais cara. Da mesma forma, se o petróleo é mais barato agora do que se espera que seja no futuro, uma trading company pode comprar petróleo agora e armazená-lo para venda no futuro.

Já os especuladores, são participantes do mercado que entram em contratos de futuros na esperança de lucrar com as mudanças nos preços do petróleo. Eles não têm interesse em comprar ou vender petróleo físico, mas estão interessados nas mudanças de preço. Por exemplo, se um especulador acredita que os preços do petróleo aumentarão no futuro, ele pode comprar contratos futuros de petróleo. Se os preços do petróleo aumentarem como esperado, ele pode vender os contratos futuros por um preço mais alto e lucrar com a diferença.

Os principais especuladores no mercado de petróleo são geralmente investidores institucionais, como fundos de hedge, bancos de investimento e outras instituições financeiras (CFA Institute, 2023).

Em termos de volume, o mercado de derivativos de petróleo, onde os especuladores são mais ativos, é significativamente maior do que o mercado físico de petróleo. Isso ocorre porque cada barril de petróleo físico pode ser comprado e vendido várias vezes na forma de contratos futuros, opções e outros instrumentos financeiros antes de ser finalmente entregue ao consumidor final.

É importante notar que, embora os especuladores desempenhem um papel importante no mercado de petróleo, eles também podem contribuir para a volatilidade dos preços do petróleo. Isso ocorre porque a atividade especulativa pode amplificar as flutuações de preço causadas por mudanças na oferta e demanda de petróleo. Por exemplo, se muitos especuladores comprarem contratos futuros de petróleo na expectativa de que os preços do petróleo aumentarão, isso pode levar a um aumento nos preços do petróleo, mesmo que a oferta e a demanda de petróleo físico não tenham mudado (CFA Institute, 2023).

Nesse sentido, o papel de organismos reguladores é muito importante para garantir a integridade e estabilidade dos mercados de commodities e derivativos. A CFTC (Commodity Futures Trading Commission) é uma agência governamental dos Estados Unidos responsável pela regulamentação e supervisão dos mercados de commodities e derivativos.

O papel da CFTC é garantir a integridade, transparência e eficiência desses mercados, bem como proteger os participantes e o público em geral contra fraudes, manipulação e práticas abusivas (CFTC, 2023).

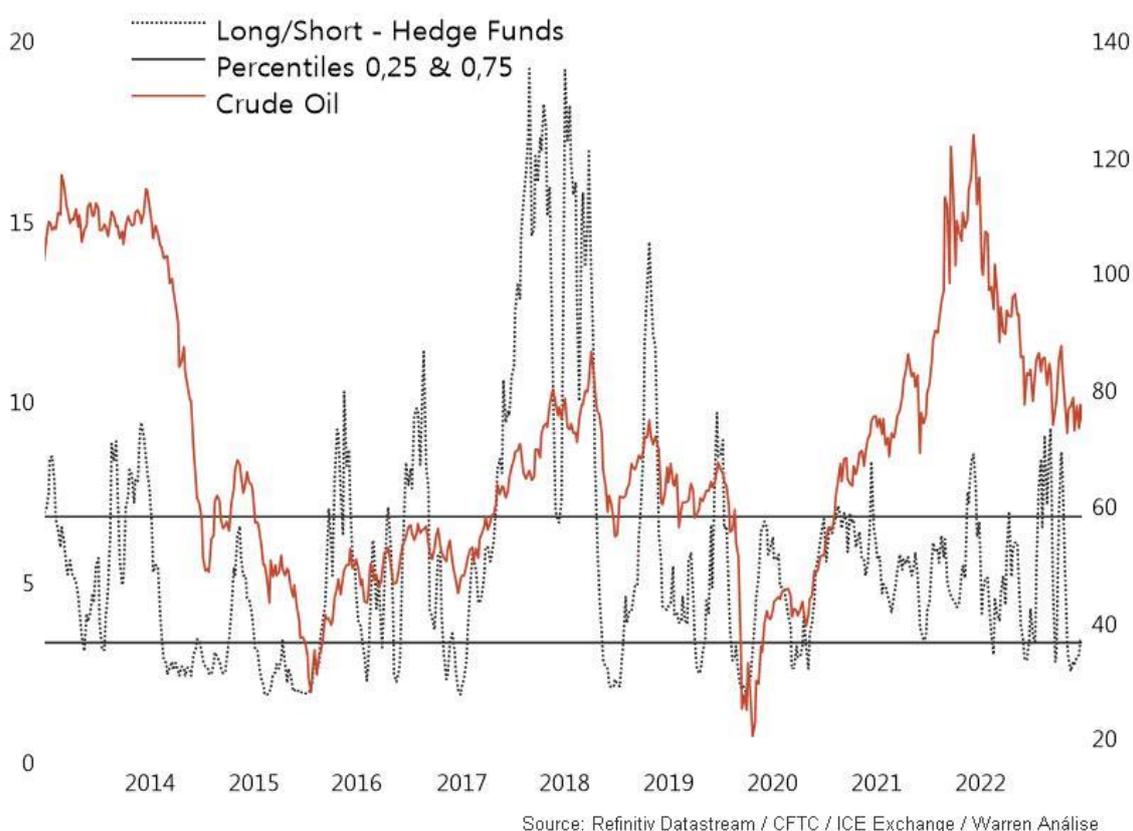
A CFTC tem autoridade para regular uma ampla gama de produtos financeiros, incluindo contratos futuros, opções, swaps e outros instrumentos derivativos relacionados a commodities. Além disso, a CFTC desempenha um papel crucial na supervisão dos intermediários financeiros, como corretoras e operadores de bolsas de valores, para garantir que eles operem de forma adequada e em conformidade com as regras estabelecidas. A agência também trabalha em estreita colaboração com outras autoridades reguladoras, tanto nacionais quanto internacionais, para promover a cooperação e a supervisão efetiva dos mercados globais de commodities (CFTC, 2023).

Outra atribuição importante da CFTC é prover informações e dados de mercado sobre posições abertas em contratos futuros de commodities. Essas informações auxiliam os participantes do mercado na tomada de decisão, na medida que nem sempre

os fundamentos do mercado físico de commodities andam em consonância com os preços de contratos futuros.

O gráfico abaixo compara o “ratio” de posições compradas versus posições vendidas dos investidores institucionais nos principais contratos futuros de petróleo (Brent & WTI), elucidando a influência dos especuladores no preço da commodity. Vale ressaltar que, de acordo com a S&P Global Commodities, o mercado de derivativos de petróleo representa aproximadamente 10 vezes o tamanho do mercado físico.

Gráfico 5 – Petróleo – posições compradas e vendidas nos contratos de Brent e WTI



De acordo com o CFA Institute, as empresas produtoras de petróleo podem ser categorizadas em três tipos principais: Global Majors, Companhias Internacionais de Petróleo (IOCs) e Companhias Nacionais de Petróleo (NOCs).

As Global Majors são grandes empresas de petróleo e gás que operam em todas as áreas da indústria, incluindo exploração, produção, refino, distribuição e marketing. Elas têm operações em muitos países e são conhecidas por sua grande escala e capacidade de gerenciar projetos de petróleo e gás complexos e de alto custo (CFA Institute, 2023).

Exemplos de empresas denominadas Global Majors incluem:

ExxonMobil - Produz cerca de 2,3 milhões de barris de petróleo por dia.

Royal Dutch Shell - Produz cerca de 2,4 milhões de barris de petróleo por dia.

BP - Produz cerca de 2,2 milhões de barris de petróleo por dia.

Chevron - Produz cerca de 2,6 milhões de barris de petróleo por dia.

Total - Produz cerca de 2,1 milhões de barris de petróleo por dia.

As IOCs são empresas privadas de petróleo e gás que operam internacionalmente. Elas podem ser menores do que as Global Majors, mas ainda assim têm operações significativas e podem operar em várias áreas da indústria de petróleo e gás (CFA Institute, 2023).

Exemplos de IOCs incluem:

ConocoPhillips - Produz cerca de 1,3 milhões de barris de petróleo por dia.

Eni - Produz cerca de 1,7 milhões de barris de petróleo por dia.

Equinor (anteriormente Statoil) - Produz cerca de 2 milhões de barris de petróleo por dia.

As NOCs são empresas de petróleo e gás que são de propriedade ou controladas pelo governo de um país. Elas geralmente têm direitos exclusivos para explorar e produzir petróleo e gás em seu país de origem (CFA Institute, 2023).

Exemplos de NOCs incluem:

Saudi Aramco (Arábia Saudita) - Produz cerca de 12 milhões de barris de petróleo por dia.

Gazprom (Rússia) - Produz cerca de 9,7 milhões de barris de petróleo por dia.

National Iranian Oil Company (Irã) - Produz cerca de 4 milhões de barris de petróleo por dia.

PetroChina (China) - Produz cerca de 4,4 milhões de barris de petróleo por dia.

Petróleos Mexicanos (México) - Produz cerca de 1,7 milhões de barris de petróleo por dia.

Petrobras (Brasil) - Produz cerca de 2,8 milhões de barris de petróleo por dia.

A Petrobras, embora seja uma empresa semi-estatal, opera de maneira semelhante a uma IOC, com operações integradas e presença significativa em outros países.

- **2.5. Valuation de commodities**

De acordo com o CFA Institute, o valuation de commodities em comparação com ações e títulos de renda fixa pode ser resumido pelo fato de que ações e ativos de crédito são avaliados conforme expectativas de fluxos de caixa futuros, enquanto as commodities são quase sempre ativos físicos (com exceção de algumas commodities como eletricidade ou clima, que não são ativos físicos no sentido de que você pode tocá-los ou armazená-los).

As commodities são tipicamente itens tangíveis com um valor econômico intrínseco (porém variável), como um pedaço de ouro, uma pilha de carvão, uma saca de milho, ou um contrato de petróleo. Commodities não geram fluxos de caixa futuros além do que pode ser realizado por meio da sua compra e venda. Além disso, os instrumentos financeiros padrão baseados em commodities não são ativos financeiros (como ações ou títulos), mas sim contratos derivativos com prazos finitos, como contratos futuros.

Portanto, o valuation de commodities não é baseado na estimativa de lucratividade futura e fluxos de caixa, mas sim em uma previsão de preços futuros possíveis com base em fatores como oferta e demanda do item físico ou volatilidade esperada dos preços futuros.

Ao contrário de uma ação ou título de renda fixa que recebe rendimentos periódicos no formato de proventos como dividendos ou juros, possuir uma commodity incorre em custos de transporte e armazenamento. Essas despesas contínuas afetam a forma da curva de preço futuro dos contratos derivativos de commodities com diferentes datas de vencimento. Se os custos de armazenamento e transporte forem substanciais, os preços de um contrato futuro de commodities provavelmente serão incrementados à medida que olhamos mais para o futuro.

No entanto, às vezes a demanda atual pela commodity pode elevar o preço à vista acima do preço futuro. O preço à vista reflete o fato de que, em vez de assumir uma posição longa em um contrato futuro, alguém poderia comprar a commodity hoje e armazená-la para uso em uma data futura. O gasto seria o desembolso/investimento pelo preço à vista atual da commodity, juntamente com os custos futuros que seriam incorridos para armazená-la. Esse elemento de tempo do armazenamento de commodities, bem como a oferta e demanda, pode gerar um retorno de rolagem ou “roll yield”.

Contratos futuros de commodities são acordos padronizados negociados em bolsas de valores, como a Chicago Mercantile Exchange (CME), Intercontinental Exchange (ICE) e a Shanghai Futures Exchange (SHFE), e os ganhos/perdas são marcados ao mercado todos os dias. A padronização permite que um participante entre em um contrato sem nunca saber quem é a contraparte. Além disso, a bolsa supervisiona as negociações e requisitos de margem e oferece algum grau de supervisão regulatória autoimposta.

Em contraste, contratos a termo (“forward”) são comumente acordos bilaterais entre uma parte conhecida que deseja assumir uma posição comprada e outra que deseja assumir uma posição vendida. Devido à sua natureza bilateral, os contratos a termo são considerados contratos OTC (“over the counter”) com menos supervisão regulatória e muito mais personalização para as necessidades específicas da parte que está fazendo hedge (ou especulação). Muitas vezes, a contraparte de um contrato a termo é uma instituição financeira que fornece liquidez ou personalização em troca de uma taxa. Embora os mercados de futuros exijam que os movimentos diários de dinheiro no preço futuro sejam pagos das posições perdedoras para as posições vencedoras, os contratos a termo geralmente são liquidados apenas no vencimento ou com uma frequência personalizada ditada pelo contrato.

Os mercados futuros de commodities são encontrados em todo o mundo. A CME e a ICE são as principais bolsas dos Estados Unidos, enquanto na América Latina, a principal bolsa de commodities está no Brasil, onde a B3 negocia produtos agrícolas, grãos e pecuária. Na Europa, a London Metal Exchange (propriedade da Hong Kong Exchanges and Clearing Limited - HKEX) é a principal localização mundial para metais industriais. Energia e transporte também são negociados em Londres. Na Ásia, as principais bolsas de commodities incluem a Dalian Commodity Exchange e a Shanghai

Futures Exchange, na China, e a Tokyo Commodity Exchange, no Japão, entre outras. Por fim, a Indonésia (óleo de palma), Singapura (borracha) e Austrália (energia, grãos, lã) possuem mercados complementares de futuros de commodities.

A estrutura da curva futura é um aspecto importante do mercado de petróleo. Ela representa a relação entre os preços futuros do petróleo e os prazos de entrega. A estrutura da curva futura pode assumir diferentes formas, dependendo das condições do mercado.

A diferença entre os preços à vista e futuros é geralmente chamada de "basis" (base). Dependendo da commodity especificada e de suas circunstâncias atuais (por exemplo, perspectivas de oferta e demanda), o preço à vista pode ser mais alto ou mais baixo do que o preço futuro.

Em um mercado em "contango", os preços futuros são mais altos do que os preços "spot" (à vista), enquanto em um mercado "backwardation", os preços futuros são mais baixos do que os preços "spot". A estrutura da curva futura pode fornecer informações importantes sobre as expectativas do mercado em relação à oferta e demanda futuras de petróleo (CFA Institute, 2023).

A diferença de preço (seja em backwardation ou contango) é chamada de spread de calendário ou "calendar spread". Um spread de calendário positivo está associado a mercados futuros que estão em backwardation, enquanto um spread de calendário negativo em commodities está associado a mercados futuros que estão em contango. (CFA Institute, 2023).

De forma geral, e considerando preços à vista estáveis, o produtor está disposto a aceitar um preço futuro menor do que o preço atual à vista, pois isso proporciona um nível de certeza para os negócios do produtor. O vendedor desse seguro, do outro lado da negociação, obtém lucro à medida que o preço futuro mais baixo converge para o preço à vista mais alto ao longo do tempo. No entanto, embora o backwardation seja "normal" para alguns contratos, existem outras commodities que frequentemente são negociadas em contango.

Essa relação ocorre quando se espera que os preços futuros das commodities sejam mais altos por uma variedade de razões relacionadas ao crescimento econômico, condições climáticas, riscos geopolíticos, interrupções na oferta, entre outros. Como

detentor de um contrato futuro em contango, o valor tende a diminuir ao longo do tempo à medida que o preço do contrato se aproxima do preço à vista, assumindo que todas as outras condições permaneçam inalteradas. Essa relação pode ser muito custosa para os detentores de contratos futuros se eles renovarem suas posições ao longo do tempo.

Várias teorias foram propostas para explicar a forma da curva de preços futuros, que tem um impacto significativo nos retornos dos contratos futuros de commodities.

De acordo com o CFA Institute, as teorias mais importantes são: (1) teoria do seguro (insurance theory), (2) hipótese da pressão de hedge (hedging-pressure hypothesis) e (3) teoria do armazenamento (theory of storage).

Insurance theory, também chamada de “normal backwardation theory”, foi uma teoria proposta pelo renomado economista John Maynard Keynes. Keynes argumentou que os produtores usam os mercados futuros de commodities como seguro, fixando preços e tornando suas receitas mais previsíveis. Segundo a teoria, a curva de futuros está “normalmente” em backwardation (quando os preços futuros são inferiores aos atuais) porque os produtores, como agricultores, vendem continuamente para o futuro, pressionando para baixo os preços futuros. Adicionalmente, essa teoria postula que o preço futuro deve ser inferior ao preço à vista atual como uma forma de pagamento ao especulador que assume o risco de preço e oferece seguro de preço ao vendedor da commodity. No que diz respeito aos retornos, essa teoria pressupõe que um investidor pode utilizar como estratégia a compra de um contrato com data mais distante e simplesmente aguardar que ele se torne o contrato atual.

No entanto, as evidências demonstraram que os mercados não correspondem à hipótese de Keynes. Kolb (1992) analisou 29 contratos futuros e concluiu que “backwardation normal não é normal”. Ou seja, a presença de backwardation não gera necessariamente retornos positivos de forma estatisticamente significativa para o investidor. Assim, uma visão mais sofisticada foi desenvolvida para explicar os mercados futuros em contango (quando a curva de preço futuro é ascendente), reconhecendo que certos mercados de futuros de commodities frequentemente mostram preços persistentemente mais altos no futuro, em contraposição ao backwardation descrito por Keynes. Essa visão é chamada de “hedging pressure hypothesis”.

A hipótese da pressão de hedge, derivada de diversos trabalhos, particularmente delineada por De Roon, Nijman e Veld (2000), propõe que a pressão de hedge desempenha um papel importante na explicação dos retornos futuros. Essa pressão ocorre quando produtores e consumidores buscam proteção contra a volatilidade dos preços das commodities por meio de hedge de preços para estabilizar seus lucros e fluxos de caixa previstos.

De acordo com essa teoria, se a força dos produtores e consumidores buscando proteção de preço for igual, pode-se visualizar uma curva de commodity plana (“flat”).

Nesta situação idealizada, as necessidades naturais de seguro de preço por compradores e vendedores de commodities se anulam. Não há desconto no preço futuro da commodity necessário para induzir os especuladores a aceitarem o risco de preço da commodity, porque as necessidades de hedge do comprador e do vendedor se complementam e se anulam.

Se os produtores de commodities como grupo estiverem mais interessados em vender para o futuro (buscando seguro de preço) do que os consumidores de commodities (conforme o conceito de backwardation normal), então o desequilíbrio relativo na demanda por proteção de preço levará à necessidade de especuladores para completar o mercado. Mas os especuladores só farão isso quando os preços futuros negociarem com um desconto suficiente para compensar o risco de preço que assumirão.

Por outro lado, se os compradores de commodities (como grupo) estiverem particularmente preocupados com uma possível alta nos preços, haveria um desequilíbrio na demanda por compras de seguros, o que levaria a uma curva de preço futuro que representa um mercado em contango.

Apesar desta teoria ser mais robusta do que a teoria do seguro de Keynes, ela ainda é incompleta. Um problema é que os produtores geralmente têm maior exposição ao risco de preço das commodities do que os consumidores (Hicks, 1939).

De acordo com Hicks, as empresas de consumo costumam ser difusas e frequentemente têm outras prioridades. Além disso, tanto os produtores quanto os consumidores especulam sobre os preços das commodities, seja intencionalmente ou não. Os departamentos de tesouraria corporativa que servem como centros de lucro

podem ajustar seus hedges com base em suas visões dos mercados de commodities. Em todos esses exemplos, tentativas de hedge podem resultar em posições especulativas não intencionais nas quais uma empresa não está transferindo o risco de preço, mas assumindo mais risco.

Em resumo, apesar de sua lógica intuitiva, a aplicação da hipótese da pressão de hedge permanece um desafio, porque medir a assimetria na pressão de hedge entre compradores e vendedores de uma commodity é muito difícil de mensurar.

Por fim, a Teoria do Armazenamento (“theory of storage”, originalmente proposta por Kaldor (1939), foca em como o nível de inventário de commodities ajuda a moldar as curvas de preço futuras de commodities. A questão-chave que esta teoria tenta abordar é se a oferta ou a demanda da commodity domina em termos de sua economia de preço.

Commodities são ativos físicos, não ativos virtuais como ações e títulos. Ativos físicos têm que ser armazenados e o armazenamento gera custos (aluguel, seguro, inspeções, deterioração, etc.). Portanto, de acordo com essa teoria, uma commodity que é regularmente armazenada deve ter um preço futuro mais alto (contango) para compensar esses custos de armazenamento.

Em outras palavras, a oferta domina a demanda. Em contraste, uma commodity que é consumida em uma cadeia de valor que permite entrega e uso just-in-time (ou seja, inventários mínimos e armazenamento) pode evitar esses custos. Nesta situação, a demanda domina a oferta e os preços atuais são mais altos que os preços futuros (ou seja, backwardation).

Em termos teóricos, o inventário disponível gera um benefício chamado rendimento de conveniência (“convenience yield”). Ter um suprimento físico da commodity disponível é conveniente para os consumidores da commodity (por exemplo, indivíduos, empresas de pão, processadores de carne, refinarias) porque atua como um amortecedor para uma potencial interrupção do suprimento que poderia forçar o encerramento de suas operações.

Justamente por conta desse tipo de risco/preocupação ser inversamente relacionado ao tamanho dos estoques e à disponibilidade geral da commodity (e à confiança em sua disponibilidade contínua), o convenience yield é baixo quando a

capacidade de armazenagem é abundante. No entanto, o rendimento aumenta à medida que os estoques diminuem e as preocupações em relação à disponibilidade futura da commodity aumentam.

Como resultado, a teoria do armazenamento afirma que os preços futuros podem ser escritos desta forma:

Preço futuro = preço à vista da commodity física + custos diretos de armazenamento (como aluguel e seguro) – convenience yield

Esta equação indica que os retornos de preço e a forma da curva podem se mover em conjunto com as mudanças no inventário disponível, bem como na oferta e demanda atual e esperada.

Vale ressaltar que o CFA Institute reitera que por mais que todas essas teorias sejam razoáveis e atraentes, elas têm componentes que são inobserváveis ou altamente voláteis e, portanto, não são confiavelmente calculáveis.

Produtores e consumidores de commodities consideram os custos de armazenamento como informações proprietárias. Eventos (clima, guerra, tecnologia) podem ajustar radicalmente o convenience yield em um curto espaço de tempo com magnitude desconhecida.

No final, temos estruturas e teorias, mas elas não são facilmente aplicáveis e requerem julgamento e análise por um trader ou sistema de avaliação.

Ainda assim, conforme observado anteriormente, podemos afirmar que os preços à vista de commodities dependem fortemente de questões geográficas e estão associados à entrega física, limitando o grau em que os participantes interessados podem buscar proteção ou especulação sobre sua direção futura.

Em contraste, os preços futuros podem ter alcance global (e se não, pelo menos regional ou nacional). Além disso, eles são padronizados para negociação em bolsas visando promover a liquidez, atuam como um ponto de referência de preço para contratos personalizados (ou seja, contratos a termo) e geram dados amplamente disponíveis e minimamente tendenciosos para que os participantes do mercado e os governos avaliem a oferta e demanda e tomem decisões de planejamento.

Dessa forma, o retorno total em um investimento em contratos futuros de commodities difere do retorno total dos ativos físicos.

De acordo com o CFA Institute, o retorno total em contratos futuros de commodities tradicionalmente é dividido em três componentes:

- O retorno do preço dos contratos (ou “price return”);
- O retorno da rolagem dos contratos (“roll yield”);
- O retorno do investimento colateralizado (ou “colateral yield”).

O retorno do preço é a variação nos preços dos contratos futuros de commodities, geralmente do contrato do mês mais próximo. É importante observar que essa variação difere da variação no preço da commodity física devido à falta de padronização nos mercados físicos. O cálculo do retorno do preço é direto e pode ser feito usando a seguinte equação:

- $\text{Retorno do preço} = (\text{Preço atual} - \text{Preço anterior}) / \text{Preço anterior}$.

Além disso, à medida que os investidores passam de um contrato futuro para outro, eles precisam "rolar" essa exposição vendendo o contrato atual conforme ele se aproxima do vencimento e comprando o próximo contrato (assumindo uma posição comprada). Dependendo do formato da curva de contratos futuros, provavelmente haverá uma diferença entre os dois preços.

Note que o “roll yield” não é um retorno que pode ser capturado de forma independente, ou seja, os investidores não podem construir uma carteira composta apenas por retornos de rolagem de contratos.

De acordo com o CFA Institute, o roll yield é efetivamente a diferença contábil (em termos percentuais) entre o preço do contrato futuro de curto prazo da commodity e o preço do contrato futuro de longo prazo da commodity.

- $\text{Roll Yield} = [(\text{Preço de fechamento do contrato futuro de curto prazo} - \text{Preço de fechamento do contrato futuro de longo prazo}) / \text{Preço de fechamento do contrato futuro de curto prazo}] \times \text{Porcentagem da posição no contrato futuro sendo rolado}$.

O retorno de colateral é o rendimento (por exemplo, taxa de juros) dos títulos ou do dinheiro utilizado para manter a posição ou posições futuras do investidor. A quantia mínima de fundos é chamada de margem inicial. Se um investidor tiver menos dinheiro do que o exigido pela bolsa para manter a posição, a corretora, que atua como depositária, exigirá mais fundos (chamada de margem) ou fechará a posição (comprando para cobrir uma posição vendida ou vendendo para eliminar uma posição comprada). Assim, o colateral atua como um seguro para a bolsa de que o investidor pode pagar pelas perdas.

- $\text{Roll Yield} = \text{Valor depositado em garantia} * (1 + \text{taxa de juros do período})$

Dessa forma, em resumo, o retorno total em um contrato de futuros de commodities totalmente colateralizado pode ser descrito como o retorno do preço à vista mais o retorno do roll mais o retorno de colateral ou retorno da taxa livre de risco (CFA Institute, 2023).

- **2.6. O setor de petróleo no Brasil**

O Brasil é um país autossuficiente na produção de petróleo, principalmente devido às reservas do pré-sal. No entanto, o país não possui plena capacidade de refino e, portanto, precisa importar derivados como gasolina e diesel. Esta situação deve persistir nos próximos anos, mesmo com a possível abertura gradual do mercado de refino (EPE, 2022).

De acordo com Nobre (2022), a baixa capacidade e competitividade do refino brasileiro tem origens históricas atreladas a embates políticos e péssimas decisões estratégicas.

“Quando a Petrobras foi criada, em 1953, já existiam no país seis refinarias privadas e duas outras refinarias estatais. Naquele momento, foi travada uma verdadeira batalha no Congresso Nacional a respeito do escopo do monopólio da estatal. Depois de muita discussão e pressão por parte de empresários, foram deixadas de fora do monopólio as atividades de distribuição e comércio de derivados, enquanto o monopólio legal ficou limitado à exploração, produção e refino de petróleo” (Nobre, 2022).

De acordo com Nobre, o monopólio do refino, naquela época, foi prejudicial para os refinadores privados, que tiveram as concessões mantidas, mas foram impedidos de ampliar sua capacidade. Assim, o investimento ficou todo a cargo da Petrobras, e os refinadores privados, que poderiam ter ajudado no processo de ampliação do parque de refino, perderam relevância por conta do impedimento legal.

Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031), conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a expectativa é que a extração de petróleo e gás no Brasil apresente um crescimento de pouco mais de 80% até 2030. Isso significa que a produção de petróleo tem a previsão de aumentar dos 2,9 milhões de barris por dia (b/d) registrados em 2021, para 5,2 milhões de b/d em 2029, mantendo-se neste patamar em 2030 e 2031. A origem deste crescimento está relacionada ao pré-sal. Já a produção bruta de gás tem previsão de passar de 134 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) em 2021 para 277 milhões de m³/d em 2031, com toda a alta originando-se das áreas do pré-sal.

Estas estimativas se alinham às projeções da Agência Internacional de Energia (IEA, pela sua sigla em inglês) e da FGV Energia. O crescimento previsto na produção doméstica de petróleo e gás ocorre após um aumento de 50% na última década e de 150% em 20 anos, transformando o Brasil em exportador líquido de petróleo e derivados desde 2016 (com saldo comercial superavitário de US\$ 19 bilhões em 2021).

Dessa forma, até o final desta década, espera-se que o Brasil amplie sua condição atual de exportador líquido de petróleo (EPE, 2022).

Em 2030, a EPE projeta que as exportações brasileiras de petróleo alcançarão 3,4 milhões de barris por dia, o que representa cerca de 65% da produção nacional no ano. Isso poderia colocar o Brasil entre os cinco maiores exportadores de petróleo do mundo, aumentando a importância e relevância do país no cenário geopolítico da indústria mundial de petróleo.

Tal expansão está diretamente relacionada à cartilha de investimentos da Petrobras para a próxima década, onde a estatal pretende garantir que os novos investimentos sejam direcionados para a produção de petróleo em águas profundas, seja através da pesquisa de novos poços como também na aquisição de FPSOs, plataformas offshore desenvolvidas para esse modelo produtivo.

Considerando o potencial de arrecadação vinculado à extração de petróleo e gás nos próximos anos, é importante incluir na análise o "óleo-lucro", a parcela de petróleo que pertence à União nos contratos de partilha. Este regime foi instaurado em 2010, porém a produção sob este contrato começou apenas em 2018. A partilha, na realidade, resultou em um aumento da tributação sobre a extração de petróleo e gás natural, ou seja, um acréscimo no "government take" (Schymura, 2022).

O rendimento associado ao óleo-lucro, que era quase insignificante até 2021, deve apresentar crescimento considerável até 2030. De acordo com projeções da PPSA (empresa estatal responsável por representar a União nos contratos de partilha e pela comercialização do óleo-lucro), divulgadas em janeiro deste ano, o "government take" deve subir de 26 mil barris por dia em 2022 para 1,127 milhão b/d em 2031.

Portanto, ao considerar a combinação da arrecadação de royalties e participações especiais (do setor extrativo em geral, incluindo CFEM etc.), os dividendos pagos pela Petrobras à União e o óleo-lucro da partilha, chega-se a uma receita que deve alcançar, em média, 1,7% do PIB entre 2022 e 2030 de acordo com cálculos do IBRE-FGV.

Ainda segundo pesquisadores do IBRE, esse valor contrasta com os 0,7% do PIB na média de 2001 a 2021. Em 2021, essa receita totalizou 1,33% do PIB (1,08% de royalties etc., 0,24% de dividendos e 0,01% de óleo-lucro). Para 2030, a expectativa é de que chegue a 2,25% do PIB (sendo, respectivamente, 1,19%, 0,16% e 0,90% nos três componentes mencionados acima)

No que diz respeito às empresas do setor de óleo e gás no Brasil, a Petrobras é a principal produtora, com atuação integrada no upstream (exploração e produção), midstream (refino) e downstream (distribuição).

Dona de uma estrutura colossal, a companhia representa mais de 80% da produção de petróleo do Brasil, com volume diário de cerca de 2,8 milhões de barris. Em paralelo, a Petrobras detém cerca de 80% de market share na comercialização de derivados no mercado interno (Nobre, 2022).

Outras grandes empresas produtoras globais de petróleo, conhecidas como "Global Majors" (Shell, Chevron, Exxon e BP), também têm participações em campos no Brasil, embora esses campos representem uma pequena parcela de suas receitas.

Existem também outras produtoras independentes de petróleo atuando no Brasil, algumas das quais são listadas na bolsa, como Prio (PRIO3), 3R Petróleo (RRRP3), Petro Reconcavo (RECV3) e Enauta (ENAT3).

O setor de petróleo no Brasil tem experimentado desenvolvimentos significativos nos últimos anos, com mudanças estratégicas na Petrobras, a estatal de petróleo, e o crescimento de empresas independentes no segmento.

Com os desinvestimentos da Petrobras já praticamente concluídos em terra e bem adiantados em águas rasas, e mais de 40 empresas operadoras trabalhando no país, surgiram oportunidades de crescimento para o setor e um ambiente de negócios favorável e resiliente.

“A tendência é que as grandes empresas sejam ativas no aumento da produção do país e na expansão das fronteiras exploratórias. Em especial, destaca-se o potencial de recursos da Foz do Amazonas, na chamada “Margem Equatorial”, que é bastante promissora para a Petrobras. Enquanto isso, as médias empresas poderão trabalhar com ativos de menor risco (em geral campos maduros e áreas de pequeno porte, com reservas provadas) e as pequenas empresas poderão trabalhar em terra nas bacias maduras e em grandes áreas de bacias interiores em que se espera principalmente descobertas de gás (Nobre, 2022).”

Nesse sentido, o setor de petróleo no Brasil está evoluindo de maneira dinâmica, com a Petrobras focando em eficiência e rentabilidade, enquanto empresas independentes buscam expandir suas operações exploratórias e de produção. Esta dinâmica tem potencial para estimular a concorrência no setor e levar a um desenvolvimento mais amplo do mercado de petróleo brasileiro.

A Petrobras tem se empenhado em melhorar sua situação financeira, reduzindo significativamente sua dívida por meio de um programa de desinvestimentos robusto. Ela tem focado mais nos ativos do segmento de exploração e produção (E&P) com maior rentabilidade, particularmente no pré-sal, vendendo ativos menos rentáveis. Este movimento resultou em uma melhora da sua alocação de capital e no pagamento de dividendos generosos para seus acionistas.

Em paralelo ao reajuste estratégico da Petrobras, empresas produtoras independentes têm visto oportunidades de crescimento no setor de petróleo do Brasil. Estas empresas estão adquirindo campos exploratórios que a Petrobras considerou não rentáveis, mas que apresentam boas oportunidades para empresas menores. Com o foco no aumento da produção, estas empresas independentes estão em um período de expansão considerável. Apesar de não remunerarem o acionista com dividendos no momento, apresentam potencial de crescimento significativo.

Vale ressaltar que um grande ponto de atenção ao investir em empresas de commodities é que os preços de venda de seus produtos podem variar drasticamente, deixando as companhias com pouco controle sobre essa situação. Nesse sentido, a vantagem das produtoras brasileiras é justamente conseguir operar com custos extremamente competitivos.

Tabela 2 – Dados de empresas de óleo & gás listadas na B3

Empresa	Produção (Bbl/dia)	Produção projetada de longo prazo	Lifting Cost	Valor de mercado (em bilhões de R\$)
PETR4	2.800.000	4.000.000	\$5,51	R\$433,50
PRI03	90.000	140.000	\$10,00	R\$32,45
RRRP3	17.500	96.000	\$17,70	R\$6,72
RECV3	23.400	38.000	\$12,50	R\$6,53
ENAT3	16.000	50.000	\$30,00	R\$3,32

Fonte: RI das empresas, dados do 2T23

Dessa forma, a melhora no ambiente de negócios do setor, aumento da produção projetado, "lifting cost" (custo de extração) reduzido e a qualidade do óleo brasileiro colocam o país em uma posição estratégica no segmento para os próximos anos.

Nesse sentido, partindo de uma abordagem “top down”, o investimento com foco no longo prazo em empresas brasileiras do setor de petróleo parece interessante do ponto de vista estrutural.

- **2.7. O papel da Prio no setor**

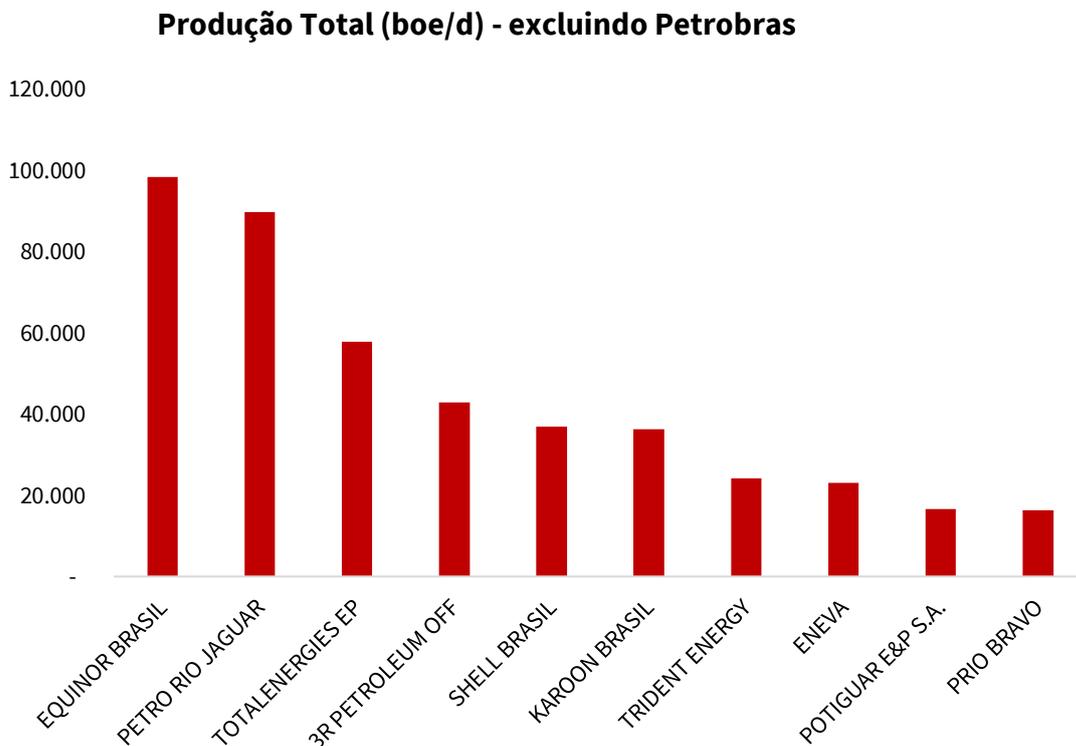
O setor de óleo e gás no Brasil, tradicionalmente dominado pela Petrobras e pelas Global Majors, vem apresentando mudanças estruturais nos últimos anos, com destaque para a ascensão significativa de empresas independentes que têm desempenhado um papel crucial na transformação do mercado.

Neste cenário em evolução, a Prio, negociada sob o ticker PRIO3, emergiu como uma força dominante, consolidando-se não apenas como uma produtora independente de destaque, mas como a maior empresa brasileira independente de óleo e gás atuando no segmento de upstream no país.

Enquanto muitas empresas diversificam suas operações ao longo da cadeia de valor do petróleo, desde a exploração até a distribuição, a Prio optou por uma abordagem focada, concentrando-se exclusivamente no upstream, ou seja, na exploração e produção.

O gráfico a seguir mostra a distribuição dos dados de produção diária de barris de óleo equivalente (petróleo + gás natural) produzidos por operador no Brasil.

Gráfico 6 – Produção total de petróleo por companhia operadora no Brasil



Fonte: ANP. Dados referentes ao mês de julho de 2023. Elaboração própria.

A companhia tem uma abordagem distinta no mercado. Em vez de focar em grandes descobertas, a Prio concentra-se na otimização de campos maduros, buscando aumentar a eficiência e prolongar a vida útil desses campos. Essa estratégia tem se mostrado extremamente eficaz, permitindo à empresa aumentar sua produção de forma consistente.

A estratégia da Prio é meticulosamente desenhada para otimizar a produção e maximizar a eficiência. A empresa emprega técnicas avançadas de racionalização de custos, captura de sinergias operacionais e renegociação de contratos. O foco intenso no gerenciamento de reservatórios visa estender a vida útil dos campos, enquanto o redesenvolvimento e as campanhas de perfuração buscam incrementar a produção. A criação de clusters de produção através de “tieback” é uma abordagem inovadora que a empresa adotou para otimizar seus recursos e aumentar a eficiência operacional.

O termo "tieback" refere-se a uma técnica utilizada na indústria de óleo e gás que envolve a interligação de um novo poço de petróleo ou gás a uma plataforma ou instalação de produção existente. Esta abordagem é frequentemente adotada quando se deseja otimizar a produção de campos próximos, eliminando a necessidade de construir novas infraestruturas de produção, o que pode ser custoso e demorado. Ao invés disso, o tieback permite que empresas aproveitem as instalações existentes, maximizando a eficiência operacional e reduzindo os custos.

No contexto da Prio e sua atuação no Brasil, a estratégia de tieback foi implementada de forma exemplar com os campos de Tubarão Martelo e Polvo. O Campo de Tubarão Martelo, localizado no sul da Bacia de Campos, encontra-se a uma curta distância do Campo de Polvo, apenas 7 km de separação. Dada esta proximidade geográfica e a infraestrutura já existente no Campo de Polvo, a Prio identificou uma oportunidade valiosa de otimizar a produção de ambos os campos.

Em agosto de 2020, a Prio assumiu a operação de Tubarão Martelo, detendo 80% de participação na concessão. Reconhecendo o potencial de sinergia entre os dois campos, a empresa decidiu construir uma interligação, ou tieback, do FPSO Bravo (uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência) com a plataforma Polvo-A. Esta interligação permitiu que a produção de Tubarão Martelo fosse processada e gerenciada através da infraestrutura já estabelecida no Campo de Polvo.

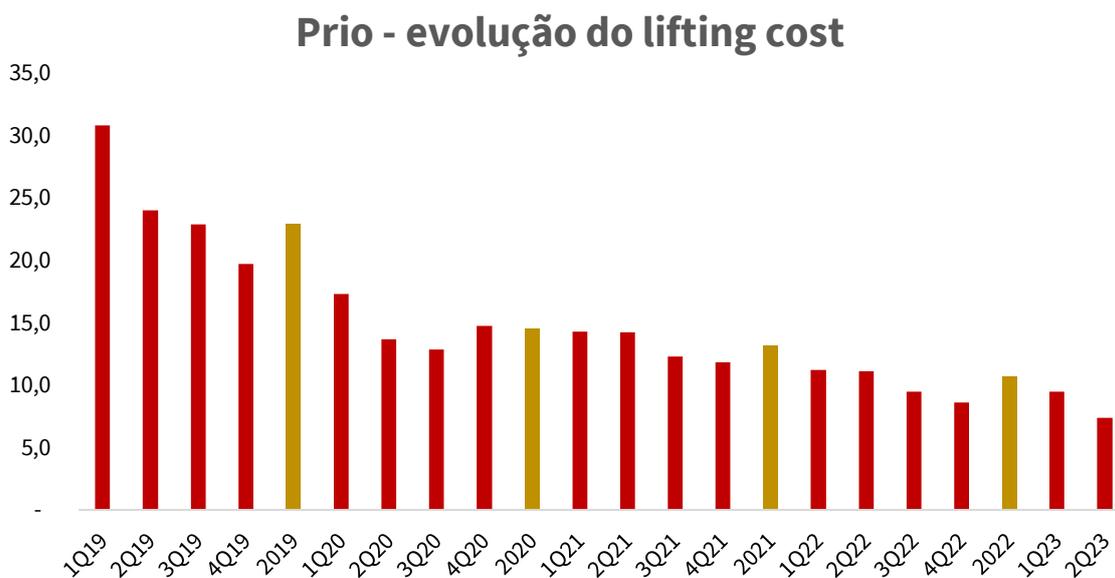
O projeto de tieback foi concluído com sucesso em julho de 2021. Com a finalização deste projeto inovador e pioneiro no Brasil, a Prio passou a ter direito a 95% do óleo produzido por ambos os campos, Polvo e Tubarão Martelo. Esta estratégia não apenas otimizou a produção e reduziu custos, mas também solidificou a posição da Prio como uma líder inovadora no setor.

Além disso, é importante destacar que, com a conclusão deste projeto, a Prio fez história ao tornar-se a primeira empresa independente a criar um polo (conhecido como "cluster") privado de produção de campos maduros na região da Bacia de Campos. Esta conquista demonstra o compromisso da empresa em adotar abordagens inovadoras e eficientes, reforçando seu papel como uma força dominante no setor de óleo e gás no Brasil.

Outro aspecto notável na operação da companhia é a redução significativa do "lifting cost" ao longo do tempo. O "Lifting Cost", ou custo de extração, refere-se ao custo direto associado à produção de um barril de petróleo ou gás. Esse valor engloba todos os gastos operacionais, desde a manutenção dos poços até os custos de mão de obra e equipamentos necessários para a extração. A gestão eficiente do lifting cost é crucial para qualquer empresa do setor de óleo e gás, especialmente em um mercado caracterizado por flutuações frequentes nos preços do petróleo, como o Brent. Um lifting cost baixo não apenas melhora a rentabilidade da empresa, mas também serve como uma estratégia de proteção contra a volatilidade dos preços do petróleo. Em outras palavras, quanto menor o lifting cost, maior a margem de lucro da empresa, mesmo quando os preços do petróleo estão em baixa.

A Prio, reconhecendo a importância do lifting cost, tem se destacado por sua capacidade de gerenciar e reduzir esses custos de forma eficaz. No 2T23, a empresa registrou um lifting cost de impressionantes US\$7,4 por barril, o menor valor em sua série histórica desde o início das operações. A perspectiva é que o lifting cost, já abaixo do esperado, possa diminuir ainda mais, beneficiando-se da curva de aprendizado de Albacora Leste (campo adquirido da Petrobras no final de 2022) e da exploração de Wahoo em 2024. Esta gestão exemplar do lifting cost não apenas fortalece a posição financeira da empresa, mas também solidifica a Prio como uma líder no setor, com uma vantagem competitiva inigualável. O gráfico a seguir mostra a evolução do lifting cost da Prio.

Gráfico 7 – Evolução do Lifting cost da Prio



Fonte: RI da empresa. Elaboração própria.

O histórico de aquisições da Prio é um testemunho de sua visão estratégica e capacidade de identificar oportunidades valiosas. Em 2014, a empresa adquiriu 60% do campo de Polvo, adicionando uma produção de 7,2 mil barris/dia (kbpd). No ano seguinte, consolidou sua posição adquirindo os 40% restantes do campo, adicionando mais 4,8 kbpd à sua produção. A aquisição de 10% do Campo de Manati e 100% do campo de Frade das empresas Inpex, Chevron e Petrobras, respectivamente, fortaleceu ainda mais sua posição no mercado, com uma produção adicional combinada de 21,7 kbpd. A empresa continuou sua trajetória ascendente com a aquisição do campo de Tubarão Martelo, adicionando 7 kbpd, e a recente aquisição de 64,3% do campo de Wahoo e 90% do campo de Albacora Leste da Petrobras, que juntos prometem adicionar uma produção substancial nos próximos anos.

Os números de produção da Prio ao longo do tempo mostram que a empresa vem sendo bem-sucedida não apenas nas aquisições, mas também na estratégia de redensolvimento dos campos. O gráfico a seguir mostra a curva de produção da companhia e o peso de cada ativo em operação.

Gráfico 8 – Curva de produção por ativo da Prio



Fonte: RI da empresa. Elaboração própria.

Com uma produção total de 91.094 kbpd no 2T23, a empresa tem mostrado um crescimento consistente e robusto. O campo de Frade contribui com 50.825 kbpd (um incremento de produção impressionante desde a aquisição do ativo), enquanto Polvo e Tubarão Martelo juntos adicionam 17.617 kbpd. A recente aquisição do campo de Albacora Leste já está mostrando seu valor, contribuindo com 22.651 kbpd.

Olhando para frente, dada a expertise da Prio em otimizar a produção de campos maduros e sua abordagem focada em eficiência operacional, é plausível esperar um incremento na produção de Albacora Leste no futuro. A empresa pode empregar várias de suas estratégias comprovadas, como técnicas avançadas de gerenciamento de reservatórios, campanhas de perfuração e redesevolvimento, para maximizar a produção deste campo. Além disso, a proximidade de Albacora Leste com outros ativos da Prio pode oferecer oportunidades para sinergias operacionais, semelhantes à estratégia de tieback implementada entre os campos de Polvo e Tubarão Martelo.

O campo de Wahoo, por sua vez, é uma das aquisições estratégicas mais recentes da Prio, posicionando-se como um ativo significativo na carteira da empresa. Localizado na Bacia de Campos, este campo tem atraído a atenção devido ao seu

potencial de produção e às reservas estimadas. A Prio, reconhecendo o valor inerente a este campo, adquiriu uma participação de 64,3% em Wahoo. O que é particularmente notável é que a empresa prevê o início da produção em Wahoo para 2024, com uma produção esperada de 40 kbpd. Esta adição à produção total da empresa representa um incremento substancial e reflete a visão estratégica da Prio de expandir sua presença em campos com alto potencial.

Como conclusão e conforme observado anteriormente, a estratégia da Prio de adquirir e revitalizar campos maduros tem sido um pilar fundamental para seu crescimento e consolidação no setor de óleo e gás brasileiro. Esta abordagem permitiu que a empresa se destacasse e se estabelecesse como o player dominante entre as produtoras independentes no país. Com um histórico de aquisições bem-sucedidas e a implementação de técnicas avançadas para otimizar a produção, a Prio está bem posicionada para continuar sua trajetória de crescimento. Projeções indicam que, mesmo sem considerar potenciais novas aquisições, a produção da empresa pode alcançar impressionantes 140-150 kbpd até 2024, reforçando ainda mais sua liderança no mercado, dentre as produtoras independentes.

3. Metodologia de Valuation

- **3.1. Modelos de Valuation**

O Valuation, ou avaliação de empresas, é um processo sistemático que visa determinar o valor intrínseco de uma empresa ou ativo. Esse valor é uma estimativa do preço "justo" de um ativo, baseado em suas características financeiras e operacionais, bem como nas condições do mercado. Investidores, analistas e gestores utilizam o valuation como uma ferramenta fundamental para tomar decisões informadas sobre a compra, venda ou manutenção de um ativo, buscando oportunidades de investimento ou avaliando o desempenho de suas empresas.

O processo de valuation, ou avaliação de empresas, é frequentemente descrito como uma combinação de ciência e arte. Embora existam técnicas quantitativas e modelos matemáticos envolvidos, a avaliação também requer julgamento, intuição e interpretação. Muitos aspectos do valuation são subjetivos. Por exemplo, ao avaliar uma

empresa usando múltiplos, é necessário escolher empresas comparáveis. A seleção dessas empresas e a decisão de quais múltiplos usar requerem julgamento. Além disso, fatores como mudanças políticas, inovações tecnológicas, concorrência e eventos globais imprevistos podem afetar drasticamente o desempenho de uma empresa e, conseqüentemente, seu valor.

Os modelos utilizados também apresentam limitações. Por exemplo, o modelo CAPM, amplamente utilizado pela comunidade financeira, assume que os investidores são racionais e que as expectativas são homogêneas, o que nem sempre é o caso na realidade. Em paralelo, o processo de valuation pode ser influenciado pelo viés cognitivo do avaliador. Por exemplo, um avaliador pode ser excessivamente otimista ou pessimista em suas projeções. Além disso, pode haver pressões externas, como a expectativa de um cliente ou empregador, que influenciam o resultado da avaliação.

Dessa forma, embora o valuation utilize ferramentas e técnicas quantitativas, ele não é uma ciência exata devido à natureza incerta e dinâmica dos negócios e dos mercados. Reconhecer as limitações e incertezas associadas ao processo de valuation é crucial para interpretar e usar avaliações de forma eficaz. Em última análise, o valuation é tanto uma arte quanto uma ciência, e a experiência, o julgamento e a compreensão do avaliador desempenham um papel crucial em determinar o valor de uma empresa.

“O objetivo do analista não deve ser “cravar” o preço estimado exato de uma ação. Por isso, os testes de sensibilidade são muito importantes. Se o analista conseguir chegar com consistência a uma região estreita de compra (10%, por exemplo, de R\$10 a R\$11) e outra de venda (por exemplo, de R\$15 a R\$16,50), já terá dado uma grande ajuda aos potenciais interessados” (PÓVOA, 2012, p. 97).

Partindo desses pressupostos, vale ressaltar que existem diversos métodos de valuation, e a escolha do método adequado depende da natureza do negócio, da disponibilidade de informações e do objetivo da avaliação. De acordo com o CFA Institute, os principais métodos utilizados por investidores profissionais são: avaliação por dividendos, avaliação por múltiplos e avaliação pelo fluxo de caixa descontado.

O modelo de dividendos baseia-se na premissa de que o valor de uma ação é determinado pelo valor presente de seus dividendos futuros esperados. O Modelo de

Crescimento de Gordon é o mais simples e assume que os dividendos crescerão a uma taxa constante indefinidamente. No entanto, existem modelos de dividendos de mais de um estágio que consideram diferentes taxas de crescimento para diferentes períodos. Por exemplo, um modelo de dois estágios pode considerar uma taxa de crescimento alta para os primeiros anos e uma taxa de crescimento estável após esse período.

O modelo de Gordon pressupõe um crescimento constante e indefinido dos dividendos de uma corporação. Esta característica torna o modelo especialmente adequado para calcular o valor presente de empresas que têm um histórico consistente de pagamento de dividendos e que são relativamente imunes às flutuações econômicas, estando em um estágio de crescimento maduro (CFA, 2023).

Modelos alternativos de desconto de dividendos (DDM) adotam uma abordagem multiestágio para a avaliação de empresas, assumindo uma taxa de crescimento elevada para um ou mais períodos iniciais finitos, seguida por uma taxa de crescimento sustentável mais baixa para o período de perpetuidade. Nesse contexto, o modelo de Gordon é empregado para calcular o valor presente dos dividendos futuros a serem recebidos pelas empresas analisadas (CFA, 2023).

A fórmula para o modelo de dividendos descontados (DDM) pode ser escrita conforme abaixo:

$$V_0 = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{D_0(1+g)^t}{(1+r)^t}$$
$$= D_0 \left[\frac{1+g}{1+r} + \frac{(1+g)^2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{(1+g)^{\infty}}{(1+r)^{\infty}} \right], \text{ onde:}$$

V_0 = Preço da ação

D_0 = Último dividendo pago pela empresa

g = Taxa de crescimento dos dividendos

r = Retorno exigido pelo acionista

Especificamente para o modelo de Gordon, que considera a taxa de crescimento (g) como uma constante, a equação pode ser reescrita da seguinte forma:

$$V_0 = \frac{D_0(1 + g)}{r - g}$$

V_0 = Preço da ação

D_0 = Último dividendo pago pela empresa

r = Retorno exigido pelo acionista

g = Taxa de crescimento dos dividendos

Para calcular a taxa de crescimento de longo prazo (g), um analista pode empregar várias abordagens, incluindo a média de crescimento do setor, o histórico de crescimento dos dividendos ou o percentual de lucros retidos multiplicado pelo retorno sobre o patrimônio líquido (CFA, 2023).

O modelo de Gordon pressupõe que os dividendos são o indicador adequado para determinar o valor justo de uma empresa, assumindo que tanto a taxa de crescimento (g) quanto a taxa de retorno esperada (r) são constantes, mesmo em perpetuidade, e que a taxa de retorno esperada (r) excede a taxa de crescimento dos dividendos (g) (CFA, 2023).

Para determinar a taxa de retorno esperada pelos investidores (r), comumente se utiliza o modelo CAPM, cujos detalhes serão discutidos posteriormente neste trabalho.

Uma crítica relevante aos modelos de desconto de dividendos (DDM) é a possível grande variação no indicador de payout (relação entre dividendos e lucro líquido) das empresas analisadas. Um estudo realizado por Póvoa, que examinou todas as empresas de capital aberto no Brasil de 2000 a 2011 revelou que somente 5% mantinham uma política de dividendos consistente e definida, apresentando um coeficiente de variação do indicador de payout igual ou inferior a 30% (PÓVOA, 2012).

Os modelos de múltiplos de mercado são fundamentados no princípio da avaliação relativa, que envolve a precificação de ativos com base em comparativos de mercado. Esses modelos consideram dois aspectos cruciais: o risco total da empresa e o

potencial de crescimento dos lucros. A ideia é que empresas em setores e estágios de crescimento semelhantes devem ser negociadas a múltiplos semelhantes.

Apesar de sua aparente simplicidade, que tem atraído a atenção de analistas, a teoria dos múltiplos, quando aplicada corretamente, não ignora nenhum dos fatores essenciais para a construção do fluxo de caixa descontado.

“Os múltiplos foram ganhando popularidade ao longo dos anos pela pretensa (mas não verdadeira) venda da característica da simplicidade. Em outras palavras, os analistas começaram a disseminar a ideia de que a utilização de múltiplos é um atalho em valuation, que evita estradas tortuosas da taxa de desconto, crescimento, diferencial entre retorno do investimento e custo de financiamento...” (PÓVOA, 2012, p.292)

Uma crítica recorrente ao modelo de múltiplos é a sua negligência quanto ao valor futuro dos itens presentes no demonstrativo financeiro de uma empresa. Esta crítica é pertinente se o múltiplo for calculado com base em valores divulgados no último balanço da companhia. Para contornar essa limitação, os analistas buscam fundamentar o modelo com base em previsões para indicadores como lucro por ação, vendas, valor patrimonial por ação ou EBITDA.

“A teoria dos múltiplos, se usada da maneira correta, não escapa da análise de nenhum dos fatores que estudamos para construir o fluxo de caixa descontado” (PÓVOA, 2012, p.292).

Póvoa (2012) entende que há três tipos de múltiplos:

“1. Múltiplo Passado (past multiple). Utiliza uma referência do passado. Por hipótese, se estivermos em 2013, a relação Preço/Lucro utiliza o preço corrente da ação e o lucro de 2012. O múltiplo passado raramente é utilizado, por não ter nenhum poder explicativo em relação ao futuro” (PÓVOA, 2012, p.296).

“2. Múltiplo Corrente (trailing multiple). Utiliza a referência do ano corrente. Por suposição, se estivermos em 2013, o P/L será a relação entre o preço corrente e o lucro projetado para o ano em questão” (PÓVOA, 2012, p.296).

“3. Múltiplo Futuro (forward multiple). Utiliza a referência de um ano futuro. Por exemplo, se estivermos em 2013, o P/L será a relação entre o preço corrente da ação e o lucro projetado para 2014” (PÓVOA, 2012, p.296).

Dessa forma, como retornos passados não constituem garantia de retornos futuros, o Múltiplo Futuro seria a ferramenta mais importante para a avaliação de empresas por este método. Tal múltiplo é fruto justamente de estimativas contábeis, utilizadas sob a lógica da análise fundamentalista.

No entanto, mesmo utilizando premissas fundamentalistas e projeções de variáveis, o uso de múltiplos ainda enfrenta desafios, como a consideração do lucro contábil com suas distorções, a exigência de lucros positivos e a possível dificuldade na parametrização de empresas similares ou comparáveis.

Na avaliação por múltiplos, é crucial distinguir a dimensão das comparações. É lógico estabelecer comparativos entre dimensões relativas ao acionista, como preço, com itens do balanço que também estejam relacionados à companhia, como valor patrimonial e lucro líquido. O mesmo se aplica ao valor da firma em relação aos números referentes à empresa, como lucro operacional, EBITDA e receita. Alguns exemplos de múltiplos relativos ao acionista incluem Lucro por Ação (LPA), Preço/Lucro (P/L) e Preço/Valor Patrimonial por Ação (P/VPA). Múltiplos de valor da firma incluem EV/EBITDA, EV/EBIT e EV/SALES, fornecendo uma avaliação abrangente da posição financeira e do valor de mercado da empresa.

Os múltiplos são ferramentas valiosas na avaliação de empresas comparáveis. Conforme destacado por Aswath Damodaran (2012), existem quatro etapas essenciais para a utilização eficaz de múltiplos na avaliação de empresas.

A primeira etapa envolve a verificação da consistência na definição dos múltiplos. É imperativo que tanto o numerador quanto o denominador sejam consistentes em termos de valores de patrimônio líquido ou valores da empresa. Por exemplo, o índice Preço/Lucro (P/L) é definido de maneira consistente se o numerador for o preço por ação (um valor de patrimônio líquido) e o denominador for o lucro por ação (também um valor de patrimônio líquido). Da mesma forma, a comparação do

valor da empresa com o EBITDA é relevante, pois ambos o numerador e o denominador são medidas dos ativos operacionais (DAMODARAN, 2012).

A segunda etapa, conforme explicado por Damodaran, é verificar as características distributivas dos múltiplos.

É preferível escolher a mediana em vez da média ao comparar múltiplos de diferentes empresas devido à distribuição de frequência viesada para valores positivos. Além disso, em certas circunstâncias, não é possível calcular múltiplos para algumas empresas. Por exemplo, quando o lucro por ação é negativo, o índice preço/lucro torna-se insignificante e geralmente não é divulgado (DAMODARAN, 2012).

De acordo com Damodaran, a terceira e quarta etapas envolvem a análise aprofundada das variáveis que determinam os valores dos múltiplos e a identificação da variável dominante, respectivamente.

Ao examinar os múltiplos de valor do patrimônio líquido e de valor da empresa, pode-se recorrer aos modelos de fluxo de caixa descontado para estimar esses valores. Cada múltiplo é influenciado por várias variáveis, mas existe uma variável dominante, conhecida como "variável acompanhante", que é crucial para identificar ações subavaliadas. Este procedimento é essencial para garantir uma avaliação precisa e confiável das empresas, contribuindo para decisões de investimento mais informadas e fundamentadas (DAMODARAN, 2012).

Já o modelo de fluxo de caixa descontado envolve a projeção dos fluxos de caixa futuros que a empresa gerará e, em seguida, desconta estes fluxos de caixa a uma taxa que reflete o risco da empresa. O FCD é um dos métodos mais detalhados e requer uma análise aprofundada das operações da empresa e das condições de mercado.

O método de fluxo de caixa descontado (FCD) almeja projetar a futura geração de caixa de uma empresa, trazendo esses valores para o presente, por meio de uma taxa de desconto. Assim, o método FCD pode ser ilustrado pela equação subsequente:

$$VP \text{ ação} = \left[\frac{FC1}{1+r} \right] + \left[\frac{FC2}{1+r^2} \right] + \left[\frac{FC3}{1+r^3} \right] + \dots + \frac{[FCn(1+g_p)]}{((r_p-g_p)*(1+r))^n}$$

Onde:

FC1 = fluxo de caixa no ano 1

FC2 = fluxo de caixa no ano 2

FC3 = fluxo de caixa no ano 3

FCn = fluxo de caixa do último período anterior a perpetuidade

(1+r) = taxa de desconto

gp = taxa de crescimento na perpetuidade

rp = taxa de desconto na perpetuidade

A avaliação pelo método do fluxo de caixa descontado (FCD) é uma técnica robusta que considera o valor intrínseco de uma empresa como o valor presente de seus fluxos de caixa futuros esperados. Este método é amplamente utilizado na prática. De acordo com pesquisa realizada pelo CFA Institute, 86,9% dos analistas profissionais entrevistados empregam pelo menos um modelo de fluxo de caixa livre descontado (CFA, 2023).

O FCD é particularmente útil em situações em que a empresa não paga dividendos, ou quando os dividendos pagos diferem significativamente da capacidade da empresa de pagar dividendos. Além disso, é preferível quando os fluxos de caixa livres estão alinhados com a lucratividade dentro de um período de previsão razoável, e quando o investidor adota uma perspectiva de "controle" (CFA, 2023).

Existem dois tipos principais de fluxo de caixa livre: o FCFF (Free Cash Flow to Firm) e o FCFE (Free Cash Flow to Equity). O FCFF é o fluxo de caixa disponível da empresa, representando o resultado operacional líquido, sem incluir pagamentos de juros da dívida. Por outro lado, o FCFE é o resultado de caixa que resta aos acionistas após todas as deduções necessárias, incluindo investimentos em ativos fixos e pagamentos de juros e principal (PÓVOA, 2012).

A escolha entre o uso do FCFF ou FCFE depende das características da empresa avaliada. Para empresas com estrutura de capital estável, o FCFE é mais direto e simples. No entanto, o modelo FCFF é frequentemente escolhido em casos de empresas alavancadas com FCFE negativo ou com estrutura de capital em mudança (CFA, 2023).

O cálculo do FCFF envolve várias etapas, incluindo a determinação do NOPAT (net operating profits after taxes), a adição de depreciação e amortização, e a subtração do desembolso de capital (CAPEX) e da variação de capital de giro. O valor da empresa

é então estimado descontando o FCFF pela média ponderada do custo de capital (WACC). Por outro lado, o Free Cash Flow to Equity (FCFE) é calculado a partir do lucro líquido da empresa e envolve uma série de ajustes, semelhantes aos realizados para o FCFF, que incluem a adição de depreciação e amortização e a subtração de desembolsos de capital, variação de capital de giro, e pagamentos de juros e principal de dívidas. Adicionalmente, são consideradas as entradas de caixa decorrentes de novas dívidas ou de emissões de ações. O FCFE, que representa o fluxo de caixa disponível para os acionistas após todas as despesas e obrigações, é então descontado pelo custo de capital próprio (PÓVOA, 2012).

Apesar de suas vantagens, o uso do fluxo de caixa livre na avaliação é mais desafiador do que usar dividendos, pois requer a integração dos fluxos de caixa das operações, investimentos e financiamentos da empresa. A previsão de fluxos de caixa livres futuros é complexa e requer uma análise aprofundada das informações financeiras disponíveis. Além disso, o FCFF e o FCFE não são dados prontamente disponíveis, necessitando de cálculos a partir de informações financeiras disponíveis, o que pode introduzir incertezas e erros na avaliação.

Em paralelo, o modelo DCF é uma ferramenta valiosa para a avaliação de empresas, permitindo uma análise mais aprofundada do valor intrínseco de um ativo com base nos fluxos de caixa futuros esperados. Apesar de seus desafios e limitações, sua aplicação continua sendo uma prática padrão na indústria financeira, proporcionando insights significativos para investidores e analistas na tomada de decisões de investimento.

Como vimos, cada metodologia tem suas limitações e desafios. O modelo de dividendos, por exemplo, é menos útil para empresas que não pagam dividendos ou que têm pagamentos de dividendos inconsistentes. O modelo de múltiplos, embora simples, pode ser enganoso se as empresas comparadas não forem verdadeiramente comparáveis em termos de risco, crescimento e rentabilidade. O FCD, por sua vez, é altamente sensível às suposições feitas sobre taxas de crescimento, taxas de desconto e outros fatores.

- **3.2. Metodologia utilizada para avaliar a Prio**

Para a avaliação da Prio (PRIO3), serão utilizados dois modelos: fluxo de caixa descontado (FCD) e múltiplos. A razão para não usar o modelo de dividendos é clara: a Prio não paga dividendos. Dessa forma, apenas os modelos de FCD e de múltiplos podem oferecer uma visão abrangente do valor da empresa, considerando tanto seus fluxos de caixa futuros quanto sua posição relativa no mercado em relação a empresas comparáveis.

Dentre as metodologias de fluxo de caixa, escolhemos utilizar o Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCFF). No contexto de empresas de commodities, de acordo com o CFA Institute, a preferência geralmente recai sobre o uso do FCFF. Dentre os motivos, destacam-se a volatilidade nos resultados e na estrutura de capital de companhias de setores cíclicos (CFA, 2023).

Empresas que atuam no setor de commodities frequentemente se deparam com uma acentuada volatilidade nos preços de seus produtos. Essa característica, aliada às flutuações nas taxas de câmbio, acarreta uma maior incerteza nas projeções de lucro líquido e nas necessidades de financiamento dessas organizações. Essa imprevisibilidade é amplificada pela natureza intensiva em capital desses setores, onde os ciclos de investimento podem provocar mudanças substanciais e inesperadas na estrutura de capital das empresas. Essa dinâmica torna a estrutura de capital menos previsível, o que, por sua vez, diminui a precisão da metodologia do Fluxo de Caixa Livre para o Acionista (FCFE) na avaliação dessas empresas. Dessa forma, a volatilidade intrínseca ao setor de commodities e a conseqüente imprevisibilidade dos fluxos de caixa e estrutura de capital reforçam a preferência pelo uso do Fluxo de Caixa Livre para a Firma (FCFF) como uma abordagem mais robusta e confiável para a avaliação dessas empresas.

A taxa de desconto é fundamental no processo de avaliação de empresas, pois é o primeiro passo para entender o valor presente dos fluxos de caixa futuros de uma empresa. Ela representa o custo de oportunidade dos investidores, ou seja, a rentabilidade que eles esperam obter ao investir em um negócio, considerando o risco associado a esse investimento. A determinação adequada da taxa de desconto é crucial porque ela tem um impacto direto e significativo sobre o valor calculado da empresa.

Uma taxa de desconto mais alta indica um risco maior associado ao investimento, reduzindo o valor presente dos fluxos de caixa futuros e,

consequentemente, o valor estimado da empresa. Por outro lado, uma taxa de desconto mais baixa sinaliza um risco menor, aumentando o valor presente dos fluxos de caixa futuros e, assim, elevando a avaliação da empresa. Esse impacto é devido ao fato de que os fluxos de caixa futuros são descontados a uma taxa que reflete o risco percebido, e quanto maior o risco, menor é o valor presente desses fluxos de caixa.

É importante que a taxa de desconto seja determinada com base em uma análise cuidadosa dos fatores de risco associados ao negócio e do custo de capital, considerando tanto o custo da dívida quanto o custo do capital próprio. O custo da dívida (k_d) é a taxa de retorno exigida pelos credores, enquanto o custo de capital próprio (k_e) é a taxa de retorno exigida pelos acionistas. O CAPM (Capital Asset Pricing Model) é uma abordagem amplamente aceita para determinar o k_e , levando em consideração o risco sistemático da empresa. O WACC (Weighted Average Cost of Capital) combina o custo de capital de terceiros e o custo de capital próprio para fornecer uma taxa de desconto composta que reflete o custo total do capital da empresa (PÓVOA, 2012).

O Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM) é uma abordagem utilizada na avaliação de ativos e na determinação da expectativa de retorno de um investimento, considerando o risco não diversificável, também conhecido como risco de mercado. O CAPM parte do princípio de que o retorno esperado de um ativo ou investimento é igual ao retorno de um ativo livre de risco somado ao prêmio pelo risco assumido, sendo este último produto do beta do ativo e a diferença entre o retorno esperado do mercado e o retorno do ativo livre de risco. O beta é um indicador crucial no CAPM, medindo a sensibilidade do retorno do ativo em relação às movimentações do mercado como um todo.

O valor do beta no CAPM desempenha um papel significativo na determinação do retorno esperado de um ativo. Um beta de zero indica que o retorno esperado é igual à taxa livre de risco, enquanto um beta maior que um sinaliza um retorno esperado superior ao do mercado, refletindo um risco mais elevado. Por outro lado, um beta entre zero e um indica um retorno esperado inferior ao do mercado. O CAPM, ao integrar o beta na análise, proporciona uma avaliação mais aprofundada e realista do retorno esperado, considerando a volatilidade do ativo em relação ao mercado e permitindo uma melhor tomada de decisão de investimento.

A fórmula do modelo CAPM está indicada a seguir:

$$Ke = Rf + \beta(Rm - Rf)$$

Ke = retorno esperado do ativo;

Rm = retorno esperado da carteira de mercado;

Rf = retorno do ativo livre de risco

β = Beta do ativo;

$(Rm - Rf)$ = prêmio de risco

Apesar de amplamente utilizado na avaliação de investimentos, o modelo CAPM não está isento de desafios e limitações, muitos dos quais decorrem de suas próprias premissas. O CAPM assume um mercado de competição perfeita, onde todos os investidores têm acesso às mesmas informações e oportunidades de investimento, e onde não existem custos de transação ou oportunidades de arbitragem. Além disso, o modelo pressupõe que os retornos dos ativos seguem uma distribuição normal e que todos os investidores têm expectativas homogêneas e seguem o modelo de Markowitz, otimizando a relação risco-retorno. Na prática, essas condições raramente são atendidas, o que pode levar a estimativas imprecisas do retorno esperado de um ativo usando o CAPM (CFA, 2023).

Existem alternativas ao modelo CAPM que são utilizadas no campo da avaliação de investimentos, como a Teoria de Precificação por Arbitragem (APT), o modelo de Fama & French e modelos multifatoriais. No entanto, essas alternativas muitas vezes envolvem uma complexidade considerável em sua aplicação, o que pode não ser adequado para todos os contextos de avaliação, como a deste trabalho.

Uma abordagem mais simples, proposta pelo CFA, é conhecida como o “build up method”. Este método envolve a adição de um prêmio de risco ao custo da dívida da empresa. A lógica por trás dessa abordagem é que o custo da dívida da empresa já incorpora os efeitos da inflação, da alavancagem e da sensibilidade ao ciclo econômico, permitindo que o analista adicione simplesmente um prêmio de risco adicional para considerar o risco de manter as ações da empresa. A metodologia é uma opção atraente para muitos analistas devido à sua simplicidade e robustez em face das flutuações do ciclo econômico, bem como pela facilidade de encontrar dados de taxas indicativas do

mercado de crédito referentes a emissões de dívidas realizadas por empresas listadas na bolsa (CFA, 2023).

Ainda assim, um desafio significativo do processo de valuation é a determinação precisa do prêmio de risco. A abordagem tradicional para calcular o prêmio de risco envolve a análise da diferença entre os retornos históricos de um índice de ações, como o Ibovespa ou o S&P500, e a taxa de um título governamental de longo prazo. No entanto, essa metodologia enfrenta críticas substanciais. A suposição intrínseca de que a média e a variância dos retornos são estáveis ao longo do tempo é muitas vezes considerada irrealista. Na realidade, o prêmio de risco, quando calculado com base em dados históricos, tende a ser contracíclico, apresentando valores baixos durante os períodos de mercados em alta e altos durante os períodos de baixa.

Além disso, a confiabilidade da estimativa histórica do prêmio de risco é frequentemente questionada devido ao viés de sobrevivência da amostra. Esse viés ocorre porque as empresas que não sobreviveram ao longo do período de análise são excluídas da amostra, potencialmente levando a uma superestimação dos retornos históricos e, conseqüentemente, do prêmio de risco. Esses fatores destacam a necessidade de abordagens mais robustas e realistas para a estimativa do prêmio de risco, a fim de melhorar a precisão e a confiabilidade das avaliações de investimento baseadas nesse modelo.

Uma alternativa é calcular o prêmio de risco através de uma abordagem fundamentalista, utilizando o modelo de Gordon. Nesta metodologia, o prêmio de risco é a soma do dividend yield e do crescimento dos lucros, subtraindo a taxa de juros de longo prazo. Esta abordagem tem a vantagem de ser menos afetada pelas oscilações do ciclo econômico, uma vez que, em um mercado em alta, o dividend yield tende a ser mais baixo e as taxas de crescimento dos lucros mais altas, enquanto em um mercado em baixa ocorre o inverso. Assim, essa metodologia pode oferecer uma estimativa mais estável e confiável do prêmio de risco de equidade em diferentes contextos de mercado (CFA, 2023).

A fórmula do prêmio de risco, de acordo com esta metodologia é a seguinte:

$$R_m - R_f = (\text{Dividend Yield} + g) - R_f$$

Dividend yield = dividendos projetados por ação / preço da ação

g = taxa esperada para o crescimento nos lucros

R_f = taxa de retorno do ativo livre de risco

R_m = retorno esperado de mercado

$R_m - R_f$ = prêmio de risco

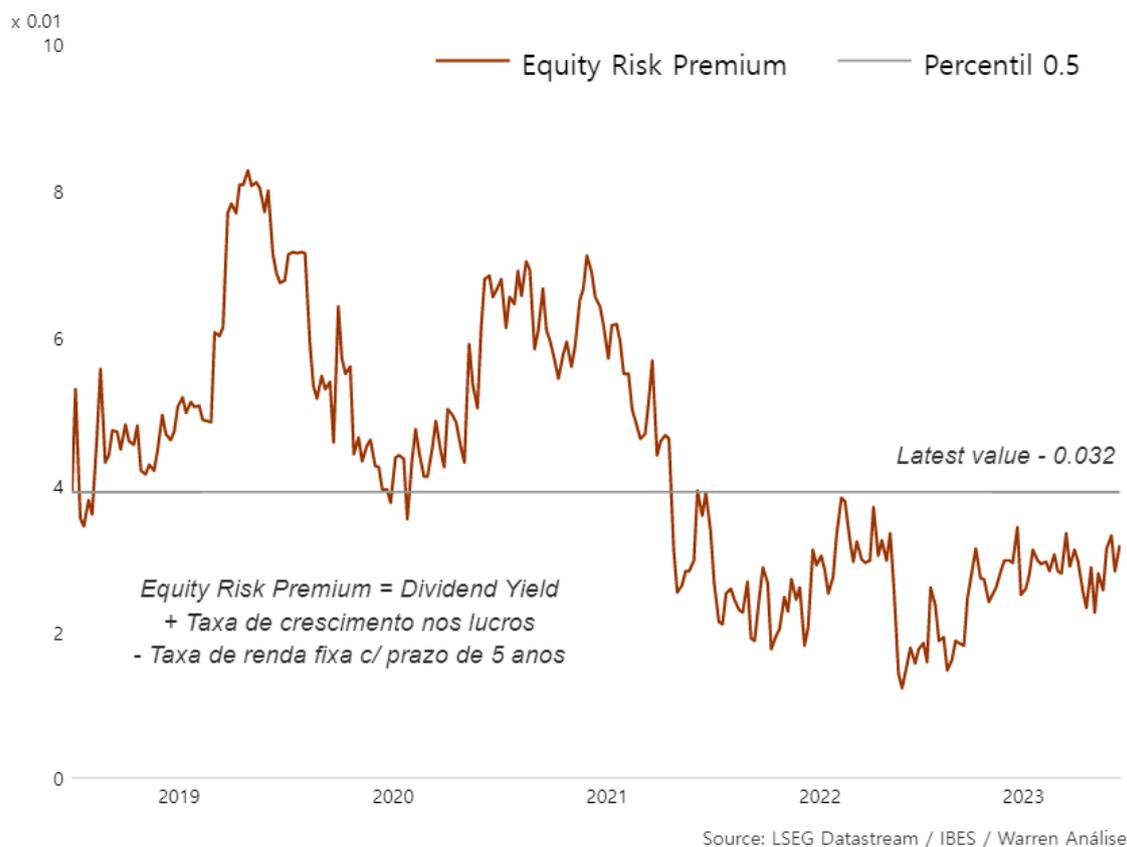
É razoável supor que as premissas do método “build up” e o equity risk premium “forward looking”, calculado pelo modelo de Gordon, são mais realistas e refletem de forma mais fidedigna as expectativas implícitas nos preços de mercado, na medida que o modelo utiliza dados fundamentalistas e uma metodologia que avalia o prêmio de risco com base em projeções futuras e não com base em retornos passados. O desafio desta metodologia é encontrar dados confiáveis de projeções para os indicadores fundamentalistas, que muitas vezes são custosos e ficam disponíveis apenas para investidores profissionais que contam com acesso a terminais de informação.

Para elaborar este trabalho, conversei com alguns analistas que acompanham o setor e identifiquei que a Warren CTVM calcula e divulga abertamente na web o prêmio de risco com base na metodologia fundamentalista listada acima e nas projeções da IBES.

A IBES (Institutional Brokers' Estimate System) é uma base de dados amplamente reconhecida que agrega as previsões de analistas financeiros sobre os ganhos das empresas e outros indicadores financeiros. Ela é utilizada por investidores e analistas em todo o mundo para obter uma visão consolidada das expectativas de mercado para as empresas listadas em bolsa. A IBES coleta, compila e distribui essas estimativas, fornecendo uma média que é frequentemente utilizada como um indicador confiável das expectativas de desempenho futuro de uma empresa.

Esse prêmio de risco, representado no gráfico a seguir, será utilizado no cálculo da taxa de desconto do modelo de valuation da Prio.

Gráfico 9 – Cálculo do Equity Risk Premium



Para o cálculo do custo da dívida da Prio, optei por utilizar a taxa indicativa de emissão da debênture da companhia (IPCA + 7,41%) registrada através do código PEJA11, com vencimento em 15/08/2032 e benchmark livre de risco representado pelo Tesouro IPCA com vencimento mais próximo, em 15 de agosto de 2032.

Diante da escolha pelo modelo de fluxo de caixa da firma, a taxa de desconto utilizada deve considerar todas as fontes de capital empregadas e seus respectivos pesos. O WACC (Weighted Average Cost of Capital, ou Custo Médio Ponderado de Capital em português) é uma medida financeira que expressa o custo total médio que uma empresa tem para acessar capital de diferentes fontes, incluindo tanto o capital próprio quanto o de terceiros. O WACC é utilizado para descontar os fluxos de caixa futuros previstos de um investimento, projeto ou empresa, a fim de determinar seu valor presente.

$$WACC = E * Ke + D * Kd * (1 - t)$$

K_e = taxa de retorno exigida pelos acionistas

K_d = taxa de retorno exigida pelos credores

E = percentual do valor da empresa referente aos acionistas

D = percentual do valor da empresa referente aos credores

t = percentual pago em impostos

Dessa forma, o cálculo da taxa de desconto utilizada neste trabalho está representado na tabela a seguir:

Tabela 3 – Cálculo do WACC da Prio

Custo de Capital Próprio (K_e)

Custo de capital de terceiros	12,24%
Prêmio de risco	3,20%

Custo de Capital Próprio	15,44%
---------------------------------	---------------

Custo de Capital de Terceiros (K_d)

Inflação implícita de longo prazo	4,83%
Yield NTN-B	5,65%
Spread	1,76%
Custo da dívida	12,24%
Alíquota de imposto	30,00%

Custo de Terceiros depois do IR	8,57%
--	--------------

WACC	12,09%
-------------	---------------

Para o cálculo da inflação de longo prazo, foi considerada a taxa de inflação implícita disponibilizada pela Anbima para o vencimento mais próximo. A inflação implícita é calculada com base na diferença entre os juros nominais dos títulos prefixados e os juros reais do Tesouro IPCA com vencimentos próximos (ANBIMA, 2023).

A metodologia do prêmio de risco foi explicitada acima e esse prêmio é adicionado ao custo de capital de terceiros da Prio antes dos impostos, que seria uma proxy para a remuneração do debenturista de PEJA11.

A partir da metodologia escolhida e da definição da taxa de desconto a ser utilizada, vamos projetar o fluxo de caixa da firma para a Prio considerando três

cenários distintos de produção e preços de petróleo: cenário conservador, cenário base e cenário otimista.

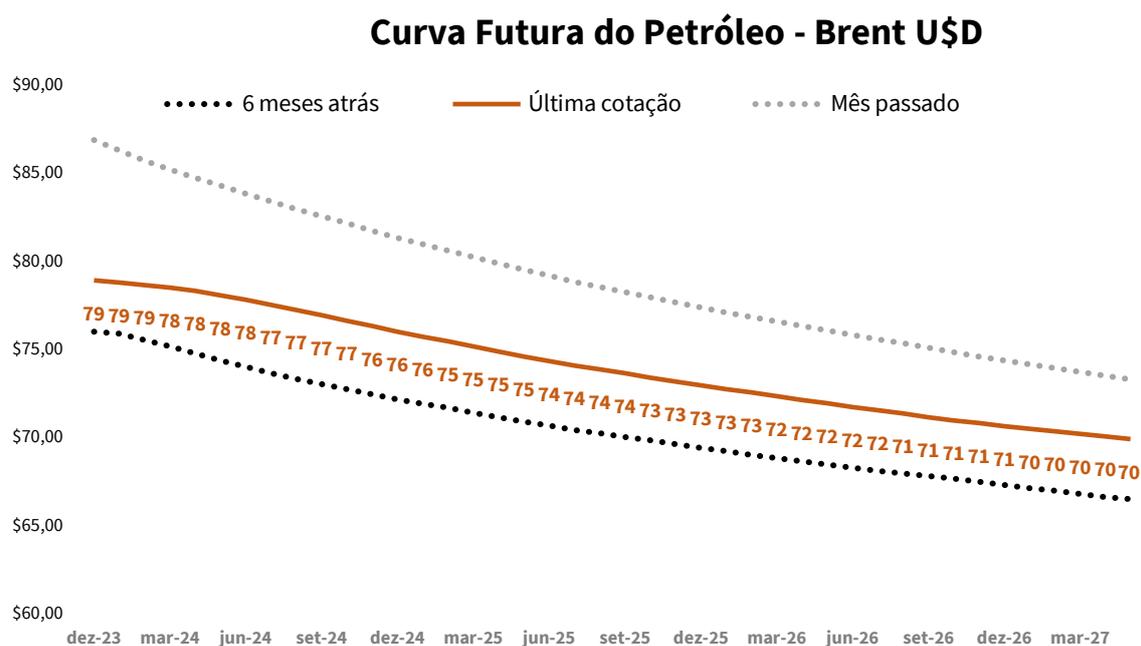
A conclusão será apresentada na sequência e consideraremos que as ações da Prio estão subavaliadas caso o cenário conservador não apresente “downside” em relação ao preço de tela, caso o preço-alvo do cenário base apresente margem de segurança de pelo menos 20% em relação ao preço de tela e caso a taxa interna de retorno (TIR) dos fluxos de caixa descontados no cenário base seja superior ao WACC calculado anteriormente.

Conforme destacado anteriormente, ressalta-se que o Valuation não é uma ciência exata e o conceito de margem de segurança, bem como a análise de sensibilidade das principais variáveis projetadas no modelo, são ferramentas utilizadas por analistas profissionais e que são importantes para avaliação de diferentes cenários. Além disso, de acordo com a instrução CVM 20, apenas analistas profissionais de investimentos podem fazer recomendações diretas de investimentos em ações. Dessa forma, é importante reiterar que o intuito desse trabalho é meramente educativo e não consiste em recomendação direta de investimento no ativo objeto do estudo, ainda que os modelos utilizados apresentem upside atrativo para a Prio.

4. Valuation da Prio

- **4.1. Projeções de receitas e custos**

Para projetar a receita futura da Prio, foi utilizada a curva futura de petróleo do tipo Brent na data do valuation e a taxa de câmbio PTAX do dia (01/12/2023), que era de R\$4,92. A empresa encerrou 2023 com uma produção de aproximadamente 100 mil barris/dia e a expectativa é de crescimento em 2024 e 2025, conforme a Prio avança na em Albacora Leste e inicia a exploração e produção no campo de Wahoo.



Fonte: ICE Exchange

No cenário base de valuation, a produção da Prio cresce em 2024, 2025 e 2026, até atingir 147.500 barris/dia. Os valores “máximo” e “mínimo” da tabela representam respectivamente cenários otimistas e pessimistas de curva de produção, que serão utilizados posteriormente como premissas para a análise de sensibilidade.

Tabela 4 – Projeções de produção Prio

Petróleo (bbl/dia)	Low	High
Produção PetroRio 2024	100.000	140.000
Produção PetroRio 2025	120.000	150.000
Produção PetroRio Longo Prazo	135.000	160.000

Para calcular a receita, utilizamos um desconto médio de US\$4 por barril, em linha com o histórico mais longo de spreads das grades brasileiras em relação ao Brent. O custo dos produtos vendidos foi calculado com base no “lifting cost” da companhia, que é o custo de extração unitário do petróleo bruto (~US\$7 por barril para a Prio em 2023). Vale ressaltar que os principais custos associados à extração de petróleo bruto são fixos (OPEX), de modo que incrementos na produção tendem a diluir tais custos e contribuir para um menor lifting cost. Dessa forma, projetamos uma redução gradual do

lifting cost da companhia, até atingir US\$6 por barril em 2026, em linha com as expectativas do management da empresa. A tabela a seguir mostra as projeções de receita e do lifting cost da Prio em USD, dado que esta é a moeda funcional da empresa (moeda do ambiente econômico principal no qual a entidade opera).

Tabela 5 – Receita e lifting cost

	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade
Receita	\$ 2.464.286.954	\$ 3.195.216.000	\$ 3.454.083.000	\$ 3.627.128.250	\$ 2.973.600.000
Lifting cost	244.378.665	299.989.952	333.459.027	359.984.646	355.684.115
<i>Lifting cost / Receita</i>	9,92%	9,39%	9,65%	9,92%	11,96%

Após conversão da receita da Prio para BRL pela PTAX de referência, podemos comparar os resultados projetados (coluna “Forecast” na tabela) com as expectativas do consenso de mercado, representado por analistas profissionais participantes do mercado financeiro.

Tabela 6 – Receita e consenso de mercado

Financial Period Absolute	Revenue - Mean Estimate	Revenue - High	Revenue - Low	Revenue - Median	Forecast
FY2023	12.982,91	14.475,57	11.303,82	13.022,08	12.119,87
FY2024	18.065,94	22.753,61	14.475,84	18.122,75	15.715,67
FY2025	18.744,15	23.059,38	15.259,96	18.798,15	16.988,91

Fontes: Refinitiv & IBES. Elaboração própria

As projeções de receita adotadas no modelo estão, portanto, um pouco abaixo do consenso, porém acima da estimativa mais baixa, dentro do intervalo padrão da amostra.

A matriz de custos da Prio é composta pelo lifting cost (projetado e calculado previamente, que considera despesas como logística, mão-de-obra, gastos de operação e produção), além da depreciação dos ativos operacionais e royalties pagos para o governo. Para as estimativas de depreciação, foi utilizada a média histórica de exaustão dos ativos imobilizados e para as projeções de custos de royalties o modelo considera o histórico pago em royalties nos anos anteriores em relação à receita líquida.

As despesas operacionais, por sua vez, foram calculadas inicialmente para o ano de 2023, levando em consideração os dados apresentados até aqui pela companhia e anualizando os números. De 2024 em diante, as despesas foram corrigidas pela inflação, de acordo com as projeções do boletim Focus do dia 27/11/2023. Nesta data, a inflação projetada para 2024 era de 3,91% e as demais estimativas eram de 3,50% para anos subsequentes.

Tabela 7 – COGS & SG&A

(R\$ Milhões)	Projetado				
	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade
Dados Financeiros					
Custo dos Produtos Vendidos (COGS)	3.414	4.173	4.657	5.093	5.044
Royalties	992	1.286	1.390	1.460	1.197
<i>Royalties / Receita líquida</i>	<i>8,2%</i>	<i>8,2%</i>	<i>8,2%</i>	<i>8,2%</i>	<i>8,2%</i>
Depreciação	1.220	1.411	1.627	1.862	2.097
<i>Depreciação / Ativo imobilizado</i>	<i>17,6%</i>	<i>17,6%</i>	<i>17,6%</i>	<i>17,6%</i>	<i>17,6%</i>
Lifting cost	1.202	1.476	1.640	1.771	1.749
Lucro Bruto	8.706	11.543	12.332	12.747	9.582
<i>Margem bruta</i>	<i>71,8%</i>	<i>73,4%</i>	<i>72,6%</i>	<i>71,5%</i>	<i>65,5%</i>
<i>Crescimento (%YoY)</i>	<i>104,5%</i>	<i>32,6%</i>	<i>6,8%</i>	<i>3,4%</i>	<i>-24,8%</i>
Despesas Operacionais	788	819	847	877	908
SG&A	510	530	551	573	595
G&A	77	80	83	87	90
Serviços de terceiros	108	112	116	121	126
Pessoal	181	189	196	204	212
Despesas de geologia e geofísica	25	26	27	28	29
Taxas e impostos	10	11	11	12	12
Despesas de depreciação	109	113	118	122	127
Itens não recorrentes	-	-	-	-	-
<i>SG&A / Receita Líquida</i>	<i>6,5%</i>	<i>5,2%</i>	<i>5,0%</i>	<i>4,9%</i>	<i>6,2%</i>

Espera-se, portanto, uma diluição de despesas operacionais como percentual da receita líquida conforme a companhia for avançando na sua curva de produção. No entanto, esse ratio deve voltar a subir a partir de 2026, já que a curva de petróleo se encontra em backwardation na data deste valuation e as premissas adotadas sugerem que a produção da Prio deve parar de crescer em ritmo acelerado a partir de 2026.

Diante destas premissas, a tabela a seguir mostra as projeções de lucro operacional (EBIT) da Prio em comparação ao consenso de estimativas de mercado.

Tabela 8 – EBIT e consenso de mercado

Financial Period Absolute	EBIT - Mean	EBIT - High	EBIT - Low	EBIT - Median	Forecast
FY2023	7.479,24	8.993,98	2.095,00	7.878,00	7.918,18
FY2024	10.025,88	15.934,15	2.405,00	10.215,75	10.723,98
FY2025	10.566,38	12.921,00	1.965,00	11.582,81	11.484,43

Fontes: Refinitiv & IBES. Elaboração própria

• 4.2. Projeções de Capex, depreciação e Δ NCG

Para projetar o Capex, consideramos como premissa os números utilizados no relatório de certificação de reservas da companhia, que é um documento que fornece uma avaliação independente e confiável das quantidades de petróleo e gás que a

empresa possui em seus ativos, como campos de produção. Esse relatório é elaborado por especialistas em geologia e engenharia de reservas e é usado para comunicar aos investidores, reguladores e partes interessadas a estimativa das reservas prováveis e comprovadas de hidrocarbonetos da empresa, desempenhando um papel fundamental na avaliação do valor e na tomada de decisões estratégicas relacionadas aos ativos de óleo & gás da companhia.

Dessa forma, tomando como base o relatório de reservas da Prio, elaborado de forma independente na data de 01 de janeiro de 2023 pela consultoria DeGolyer and MacNaughton e a curva de reservas possíveis e provadas (2P), o custo total de desembolso de capital ao longo do tempo, somado ao custo de abandono, seria de aproximadamente 8,53% da receita líquida da companhia, ou USD5,12/bbl, dado que o certificado de reservas foi emitido com base numa curva de petróleo a USD60/bbl. Esse valor de Capex/bbl será utilizado no modelo, com base na curva de produção da empresa, para a projeção do FCFE.

Tabela 9 – Projeções de Capex

Field	Future Gross Revenue (10³U.S.\$)	Royalties Paid in Cash (10³U.S.\$)	Operating Expenses (10³U.S.\$)	Capital Costs (10³U.S.\$)	Abandonment Cost (10³U.S.\$)
Albacora Leste	24.257.266	1.720.245	2.243.139	1.583.512	838.148
Frade and Wahoo	18.124.075	1.884.080	2.002.282	840.844	249.246
Polvo and Tubarão Martelo	4.080.628	324.862	1.292.000	360.500	93.100
Total	46.461.969	3.929.187	5.537.421	2.784.856	1.180.494

Field	Capex / Revenue	Capex/BBL	Brent
Albacora Leste	9,98%	\$ 5,99	\$ 60,00
Frade and Wahoo	6,01%	\$ 3,61	\$ 60,00
Polvo and Tubarão Martelo	11,12%	\$ 6,67	\$ 60,00
Total	8,53%	\$ 5,12	\$ 60,00

O incremento no ativo imobilizado foi calculado com base na adição de Capex a cada ano e a depreciação projetada é a mesma que projetamos anteriormente na DRE e considera a média histórica de exaustão dos ativos imobilizados da companhia.

A variação na necessidade de capital de giro, por sua vez, foi calculada de acordo com a média dos giros de contas a receber, estoques e fornecedores, conforme tabela abaixo.

Tabela 10 – Projeções de variação na necessidade de capital de giro

(R\$ Milhões)		Histórico					Projetado				
Dados Financeiros	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade	
Giro das contas						0,3464	0,3843	0,3843			
Receita líquida consolidada	849	1.644	1.904	4.396	6.363	12.120	15.716	16.989	17.840	14.626	
COGS	529	940	1.287	1.883	2.106	3.414	4.173	4.657	5.093	5.044	
Capital de trabalho - Ativo											
Contas a receber											
Nº dias	35	375	386	915	166	1.987	2.577	2.785	2.925	2.398	
Giros	15	82	73	75	9	60	60	60	60	60	
	24,6x	4,5x	5,0x	4,9x	38,8x	6,1x	6,1x	6,1x	6,1x	6,1x	
Estoques											
Nº dias	58	125	195	218	218	791	1.026	1.109	1.164	955	
Giros	25	27	37	18	12	24	24	24	24	24	
	14,8x	13,3x	9,9x	20,5x	29,7x	15,3x	15,3x	15,3x	15,3x	15,3x	
Capital de trabalho - Passivo											
Fornecedores											
Nº dias	73	87	237	292	566	590	721	805	880	871	
Giros	50	33	66	56	97	63	63	63	63	63	
	7,3x	10,9x	5,5x	6,5x	3,8x	5,8x	5,8x	5,8x	5,8x	5,8x	

Após definição das premissas de receita, margens, Capex, depreciação e variação na necessidade de capital de giro, projetamos o fluxo de caixa da firma (FCFF) da Prio, de acordo com a tabela a seguir.

Tabela 11 – FCFF cenário base

Fluxo de Caixa Descontado	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade
<i>Data</i>	31/12/2023	31/12/2024	#####	31/12/2026	31/12/2026
<i>Período</i>					
<i>Fração do ano</i>	0,08	1,00	1,00	1	1,00
EBIT	7.918	10.724	11.484	11.871	10.490
- Imposto Caixa	(2.194)	(3.035)	(3.263)	(3.379)	(2.965)
NOPAT	5.725	7.689	8.221	8.491	7.525
+ Deprec & Amort	1.329	1.525	1.744	1.984	2.224
EBITDA	9.247	12.249	13.229	13.855	12.714
- Capex	(800)	(1.088)	(1.224)	(1.337)	(1.337)
- Var Necessidade Capital de Giro	(2.370)	(693)	(208)	(120)	(340)
FCFF	2.555	5.908	6.789	7.034	5.847
FCFF sensibilizado pelo período - DFC Perpetuidade	213	5.908	6.789	7.034	66.273
FCFF sensibilizado pelo período - EV/EBITDA	213	5.908	6.789	7.034	63.570
Média dos modelos	213	5.908	6.789	7.034	64.922

• 4.3. Principais premissas e análise de sensibilidade

Conforme comentado ao longo do trabalho, foram utilizadas duas metodologias diferentes para o cálculo do valor terminal da Prio. A primeira metodologia consiste na

aplicação do modelo DCF para o cálculo da perpetuidade, considerando o último fluxo de caixa disponível e a taxa de desconto calculada anteriormente:

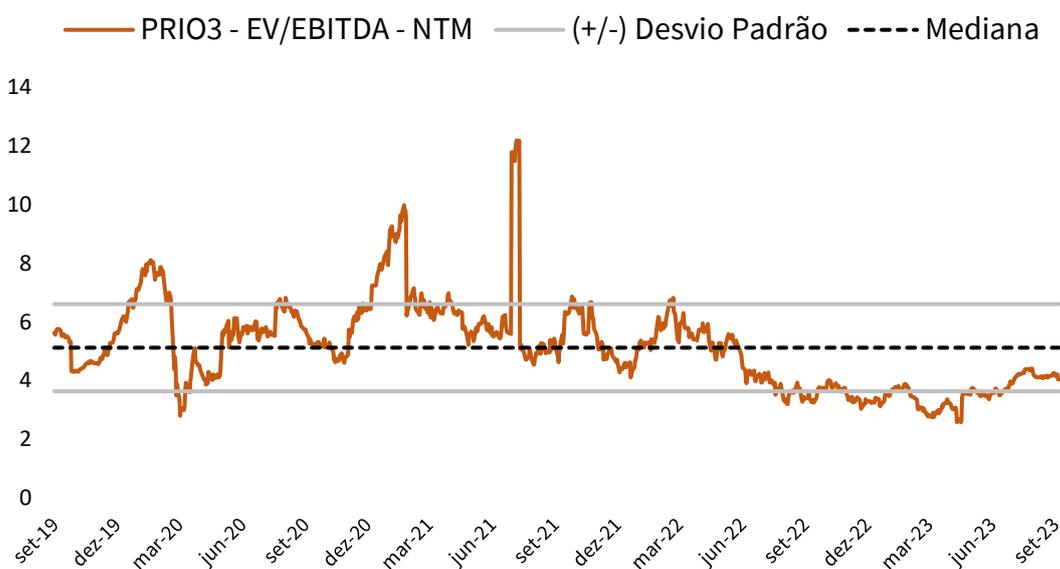
$$Valor\ terminal = \frac{FCFF * (1 + g)}{WACC - g}$$

Neste caso, o FCFF é o último fluxo de caixa disponível. Para a taxa “g” atribuímos um crescimento igual a inflação de longo prazo (3%). Dessa forma, foi utilizada uma premissa de crescimento real zero para a Prio a partir de 2026 e de preço do petróleo a US\$60 por barril, em linha com o relatório de reservas da companhia.

A segunda metodologia foi a utilização de um múltiplo terminal EV/EBITDA para calcular o valor terminal da companhia. A escolha por esse múltiplo veio da observação do setor e trocas com analistas profissionais, que entendem que esse indicador é mais relevante para empresas de óleo e gás, na medida que os lucros podem sofrer maiores oscilações por conta da variação cambial, o que torna as projeções menos confiáveis de uma forma geral.

O EV/EBITDA é amplamente utilizado para empresas de petróleo e a análise realizada considerou o histórico de negociação da PRIO3, conforme gráfico abaixo que evidencia a evolução do múltiplo. Para o cálculo do valor terminal, prezando pelo conservadorismo, foi utilizado um múltiplo terminal de 5,0x, em linha com a mediana histórica da companhia.

Gráfico 11 – Múltiplo EV/EBITDA



Fonte: Refinitiv Eikon

A tabela abaixo resume as principais premissas utilizadas na avaliação de PRIO3.

Tabela 12 – Premissas de Valuation

Modelo DCF	
Premissas	
Imposto de Renda	30%
Taxa de Desconto	12,09%
Múltiplo EV/EBITDA	5,00
Data do Valuation	01/12/2023
Data Final do Ano	31/12/2022
Preço Atual	44,57
Ações Negociadas	887,229
Valor terminal	63.569,82
Perpetuidade	3%

Para o cálculo do Enterprise Value (EV) da Prio, foi utilizada a fórmula de VPL no Excel, considerando como parâmetros as datas de fechamento de cada ano, a média dos fluxos de caixa projetados nos dois modelos de valuation e a taxa de desconto WACC definida previamente. Considerando a posição de dívida líquida da companhia na data do valuation, o valor intrínseco (Equity Value) calculado na modelagem seria de R\$52.871 bilhões, ou R\$59,59 por ação, considerando o total de 887.229 milhões de ações negociadas no mercado. Tomando como base o preço de fechamento da PRIO3 no dia 01/12/2023, o potencial de valorização (upside) do investimento seria de aproximadamente 34% e a TIR (taxa interna de retorno que iguala os fluxos de caixa do investimento) de 20%.

Tabela 13 – Equity value – cenário base

Valor Intrínseco		Valor de Mercado		Taxa de Retorno	
Enterprise Value	61.965	Market Cap	41.487	Preço Atual	44,57
+Caixa	1.156	+ Dívida	10.250	Target	59,59
- Dívida	10.250	- Caixa	1.156	Upside	34%
Equity Value	52.871	Enterprise Value	50.581	TIR	20%

Equity Value/N de ações **59,59**

Sendo assim, o cenário base cumpre com os parâmetros determinados anteriormente neste trabalho (margem de segurança superior a 20% em relação ao preço de tela e TIR superior ao WACC calculado) para justificar que as ações da Prio podem estar subavaliadas.

Além do cenário base, a análise de sensibilidade realizada, considerou outros dois cenários de curva de produção e preços de petróleo. No cenário pessimista, a curva

de produção segue os valores mínimos apresentados anteriormente, até atingir 135.000 barris em 2026. Neste mesmo cenário, os preços do petróleo no longo prazo operam abaixo da mediana histórica, a US\$60 por barril. Além disso, foi utilizado um múltiplo de saída (EV/EBITDA) mais baixo, de 4,50x. As demais premissas utilizadas anteriormente foram mantidas. Os fluxos de caixa projetados no cenário mais conservador podem ser analisados na tabela abaixo:

Tabela 14 – FCFF – cenário conservador

Fluxo de Caixa Descontado	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade
<i>Data</i>	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2026
<i>Período</i>					
<i>Fração do ano</i>	0,08	1,00	1,00	1	1,00
EBIT	7.918	8.597	9.989	10.708	8.498
- Imposto Caixa	(2.194)	(2.397)	(2.815)	(3.031)	(2.368)
NOPAT	5.725	6.200	7.174	7.678	6.131
+ Deprec & Amort	1.329	1.493	1.689	1.909	2.129
EBITDA	9.247	10.090	11.678	12.617	10.627
- Capex	(800)	(907)	(1.088)	(1.224)	(1.224)
- Var Necessidade Capital de Giro	(2.370)	(178)	(359)	(199)	(245)
FCFF	2.555	5.115	5.728	6.255	4.662
FCFF sensibilizado pelo período - DFC Perpetuidade	213	5.115	5.728	6.255	52.838
FCFF sensibilizado pelo período - EV/EBITDA	213	5.115	5.728	6.255	47.821
Média dos modelos	213	5.115	5.728	6.255	50.329

Diante destes fluxos de caixa e tomando como base o preço de fechamento da PRIO3 no dia 01/12/2023, o potencial de valorização (upside) do investimento seria de aproximadamente 2% e a TIR (taxa interna de retorno que iguala os fluxos de caixa do investimento) de 11%. Sendo assim, o cenário conservador não apresenta “downside” em relação ao preço de tela, parâmetro exigido neste trabalho para considerar as ações da Prio subavaliadas. A imagem a seguir mostra o cálculo do “preço justo” e da TIR neste cenário.

Tabela 15 – Equity value – cenário conservador

Valor Intrínseco		Valor de Mercado		Taxa de Retorno	
Enterprise Value	49.502	Market Cap	41.487	Preço Atual	44,57
+ Caixa	1.156	+ Dívida	10.250	Target	45,54
- Dívida	10.250	- Caixa	1.156	Upside	2%
Equity Value	40.408	Enterprise Value	50.581	TIR	11%
Equity Value/N de ações	45,54				

No cenário otimista, a curva de produção segue os valores máximos apresentados anteriormente, até atingir 160.000 barris em 2026. Neste mesmo cenário,

os preços do petróleo no longo prazo operam um pouco acima da curva de certificação de reservas, a US\$65 por barril. Além disso, foi utilizado um múltiplo de saída (EV/EBITDA) mais alto, de 5,50x, um pouco acima da mediana histórica da companhia, que seria justificado pelo incremento na produção e nas margens. As demais premissas utilizadas anteriormente foram mantidas. Os fluxos de caixa projetados no cenário mais otimista podem ser analisados na tabela abaixo:

Tabela 16 – FCFF – cenário otimista

Fluxo de Caixa Descontado	2023	2024	2025	2026	Perpetuidade
<i>Data</i>	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2026
<i>Período</i>					
<i>Fração do ano</i>	0,08	1,00	1,00	1	1,00
EBIT	7.918	12.851	12.980	13.033	12.684
- Imposto Caixa	(2.194)	(3.673)	(3.712)	(3.728)	(3.623)
NOPAT	5.725	9.178	9.268	9.305	9.061
+ Deprec & Amort	1.329	1.557	1.800	2.060	2.320
EBITDA	9.247	14.408	14.780	15.093	15.004
- Capex	(800)	(1.269)	(1.360)	(1.451)	(1.451)
- Var Necessidade Capital de Giro	(2.370)	(1.208)	(58)	(41)	(436)
FCFF	2.555	6.700	7.850	7.813	7.174
FCFF sensibilizado pelo período - DFC Perpetuidade	213	6.700	7.850	7.813	81.321
FCFF sensibilizado pelo período - EV/EBITDA	213	6.700	7.850	7.813	82.524
Média dos modelos	213	6.700	7.850	7.813	81.922

Diante destes fluxos de caixa e tomando como base o preço de fechamento da PRIO3 no dia 01/12/2023, o potencial de valorização (upside) do investimento seria de aproximadamente 70% e a TIR (taxa interna de retorno que iguala os fluxos de caixa do investimento) de 29%. A imagem a seguir mostra o cálculo do “preço justo” e da TIR neste cenário.

Tabela 17 – Equity value – cenário otimista

Valor Intrínseco		Valor de Mercado		Taxa de Retorno	
Enterprise Value	76.138	Market Cap	41.487	Preço Atual	44,57
+Caixa	1.156	+ Dívida	10.250	Target	75,57
- Dívida	10.250	- Caixa	1.156	Upside	70%
Equity Value	67.044	Enterprise Value	50.581	TIR	29%
Equity Value/N de ações	75,57				

Além destes exercícios, que foram considerados inicialmente na metodologia deste trabalho, algumas outras análises de sensibilidade podem ser úteis para validação do modelo. A primeira destas análises é o grau de resiliência da companhia em relação a curva de petróleo Brent. Vale ressaltar que a receita foi projetada com base na curva e que o valor dos vértices altera diariamente, conforme negociação dos contratos futuros

na Ice Exchange. Considerando as premissas exigidas no cenário base, seria necessário queda de aproximadamente 20% ao longo de toda a curva do Brent para comprimir a margem de segurança ao limite da banda de 20%.

Tabela 18 – Equity value – sensibilidade Brent

Preço Alvo	55,28
Alterações na curva do petróleo	-20,0%
Preço - Brent Mês 1	63,65
Margem de segurança	20,3%

- **4.4. Análise do valor da empresa pela curva de reservas**

Outra análise interessante é a avaliação da empresa com base na curva de produção projetada no relatório de certificação de reservas. Para testarmos alguns cenários utilizando as reservas da companhia, é fundamental compreender os conceitos de reservas 1P, 2P e 3P, que são categorias usadas na indústria de óleo & gás para classificar as estimativas de reservas de hidrocarbonetos (petróleo e gás) de uma empresa de acordo com seu nível de confiança e maturidade. Essa categorização das reservas ajuda as empresas de óleo & gás a comunicar o grau de incerteza em relação aos seus ativos e a tomar decisões de investimento e desenvolvimento de forma mais informada.

As reservas 1P, também conhecidas como "provadas", são as mais confiáveis e representam as quantidades de petróleo e gás que se espera que sejam recuperadas com um alto grau de assertividade, geralmente com uma probabilidade de pelo menos 90%. Essas reservas são baseadas em dados geológicos e históricos sólidos, como produção passada, e são usadas para relatórios financeiros e regulatórios (CBIE, 2020).

As reservas 2P, chamadas de "provadas e prováveis", são uma categoria intermediária. Elas incluem não apenas as reservas provadas (1P) com alta confiabilidade, mas também as estimativas prováveis, que são menos certas, com uma probabilidade de recuperação geralmente entre 50% e 90%. As reservas 2P representam um grau menor de confiabilidade do que as reservas 1P e são usadas para avaliar o potencial de produção de uma empresa de maneira mais abrangente (CBIE, 2020).

Por fim, as reservas 3P, ou "provadas, prováveis e possíveis", incluem todas as categorias anteriores (1P e 2P) e também as estimativas de reservas possíveis, que são as menos confiáveis e têm uma probabilidade de recuperação inferior a 50%. As reservas 3P são usadas para representar o potencial máximo de produção, incluindo cenários mais otimistas, mas também menos seguros (CBIE, 2020).

Partindo dessa categorização, parece razoável traçar um paralelo entre as reservas 1P e o cenário mais conservador de valuation, partindo em seguida para as reservas 2P no cenário base e reservas 3P no cenário mais otimista.

A imagem abaixo mostra as premissas do relatório de certificação de reservas e o valor presente dos ativos com base em diferentes taxas de desconto em USD. Para a análise de sensibilidade, foi considerada a taxa de desconto de 15% em USD, superior ao WACC calculado previamente e condizente com um prêmio de risco adicional exigido pelo investidor estrangeiro para aplicar em ativos de mercados emergentes.

Tabela 19 – EV – reservas 2P

Field	Future Gross Revenue (10 ³ U.S.\$)	Royalties Paid in Cash (10 ³ U.S.\$)	Operating Expenses (10 ³ U.S.\$)	Capital Costs (10 ³ U.S.\$)	Abandonment Cost (10 ³ U.S.\$)	SPF (10 ³ U.S.\$)	Future Net Revenue (10 ³ U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 ³ U.S.\$)
Albacora Leste	24.257.266	1.720.245	2.243.139	1.583.512	838.148	1.220.159	16.652.064	7.810.613
Frade and Wahoo	18.124.075	1.884.080	2.002.282	840.844	249.246	199.496	12.948.127	7.116.279
Polvo and Tubarão Martelo	4.080.628	324.862	1.292.000	360.500	93.100	0	2.010.166	1.340.769
Total	46.461.969	3.929.187	5.537.421	2.784.856	1.180.494	1.419.655	31.610.357	16.267.661

BRL	PRIO - Enterprise Value
R\$ 4,44	R\$ 55.183.306,30
R\$ 4,67	R\$ 58.087.690,84
R\$ 4,92	R\$ 61.144.937,73
R\$ 5,16	R\$ 64.202.184,61
R\$ 5,42	R\$ 67.412.293,84

Present Worth (10 ³ U.S.\$) at:	
5 Percent	22.155.099
15 Percent	12.431.623
20 Percent	9.813.130

Partindo do cálculo de valor presente das reservas disponível no relatório de certificação, foi utilizada uma análise de sensibilidade da taxa de câmbio para o cálculo do Enterprise Value da companhia.

Considerando a PTAX do dia deste trabalho, de R\$4,92, o EV da Prio seria de aproximadamente R\$61,14 bilhões, contra R\$61,97 bilhões estimados utilizando o modelo de Fluxo de Caixa da Firma (FCFF). Ou seja, com base nas premissas utilizadas, a avaliação do valor intrínseco da Prio pelo relatório de certificação de reservas 2P teve um resultado muito similar ao modelo DCF. Nesta metodologia, o preço-alvo encontrado foi R\$58,67 por ação versus R\$59,59 do modelo DCF.

O mesmo exercício foi realizado para o cenário mais conservador, com base na curva de reservas 1P. Os resultados estão ilustrados na tabela a seguir.

Tabela 20 – EV – reservas 1P

Field	Future Gross Revenue (10 ³ U.S.\$)	Royalties Paid in Cash (10 ³ U.S.\$)	Operating Expenses (10 ³ U.S.\$)	Capital Costs (10 ³ U.S.\$)	Abandonment Cost (10 ³ U.S.\$)	SPF (10 ³ U.S.\$)	Future Net Revenue (10 ³ U.S.\$)	Present Worth at 10 Percent (10 ³ U.S.\$)
Albacora Leste	18.346.189	1.315.736	2.266.179	1.583.512	838.148	631.044	11.711.571	5.998.389
Frade and Wahoo	13.165.210	1.385.092	1.805.028	834.236	249.246	155.731	8.735.877	5.057.548
Polvo and Tubarão Martelo	2.429.502	201.723	836.000	199.500	93.100	0	1.099.179	841.639
Total	33.940.901	2.902.551	4.907.207	2.617.248	1.180.494	786.775	21.546.627	11.897.576

BRL	PRIO - Enterprise Value	Present Worth (10 ³ U.S.\$) at:
R\$ 4,44	R\$ 41.151.730,62	5 Percent 15.774.599
R\$ 4,67	R\$ 43.317.611,18	15 Percent 9.270.608
R\$ 4,92	R\$ 45.597.485,45	20 Percent 7.433.750
R\$ 5,16	R\$ 47.877.359,72	
R\$ 5,42	R\$ 50.271.227,71	

Considerando a PTAX do dia deste trabalho, de R\$4,92, o EV da Prio seria de aproximadamente R\$45,60 bilhões, contra R\$49,50 bilhões estimados utilizando o modelo de Fluxo de Caixa da Firma (FCFF). Dessa forma, com base nas premissas utilizadas, a avaliação do valor intrínseco da Prio pelo relatório de certificação de reservas 1P teve um resultado ligeiramente inferior ao modelo DCF, que implicaria em um downside de aproximadamente 8% em relação ao preço de fechamento do dia 01/12/2023.

No entanto, conforme destacado neste trabalho, a Prio é referência em recuperação de campos maduros de produção de petróleo e possui um histórico suficientemente longo de iniciativas bem-sucedidas de incremento na produção e revitalização de poços. Sobretudo, mesmo no pior cenário dentre todos os modelos e análises realizadas, o downside potencial parece relativamente baixo, o que reforça a tese de investimento, considerando as premissas adotadas.

• 4.5. Conclusão

Considerando os parâmetros utilizados e a definição da metodologia de valuation, é possível concluir que as ações da PRIO3 estão relativamente subavaliadas na data de elaboração deste trabalho. No entanto, vale ressaltar que as premissas e estimativas desenvolvidas ao longo deste trabalho podem não se concretizar e que o investimento em ações envolve riscos consideráveis de perda patrimonial,

especialmente no curto e médio prazo. Em relação aos fatores de risco, destacamos os preços do petróleo, a curva de produção da empresa, a taxa de câmbio e o ambiente regulatório do setor no Brasil, dentre outros. Além disso, conforme evidenciado anteriormente, o valuation não é uma ciência exata e, de acordo com a instrução CVM 20, apenas analistas profissionais de investimentos podem fazer recomendações diretas de investimentos em ações, de modo que o intuito desse trabalho é meramente educativo e não consiste em recomendação direta de investimento no ativo objeto do estudo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANBIMA (2023). Acesso em 28 de Setembro de 2023, disponível em:

<https://www.anbima.com.br/informacoes/est-termo/CZ.asp>

Bloomberg (2023). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:

<https://www.bloomberg.com.br/produto/indices/bloomberg-commodity-index-family/>

CFA INSTITUTE (2023). CFA Level I Volume 6 Derivatives and Alternative Investments. CFA Institute, 07/2016. VitalBook file.

CFA INSTITUTE (2023). CFA Level I Volume 5 Equity and Fixed Income. CFA Institute, 07/2016. VitalBook file.

CFTC (2023). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:

<https://www.cftc.gov/About/AboutTheCommission>

DAMODARAN, A. (2012). *Valuation - Como Avaliar Empresas e Escolher as Melhores Ações*. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda.

De Roon, Nijman e Veld (2000). Hedging Pressure Effects in Futures Markets. *Journal of Finance*, 2000.

EPE (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

Hicks, J. (1939). *Value and Capital* – Oxford and New York, Oxford University Press, 1939.

KOLB, R. (1992) – Is Normal Backwardation Normal? *Wiley Online Library*, 02/1992.

NOBRE, F. (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:
<https://warren.com.br/magazine/vale-a-pena-setor-oleo-e-gas/>

NOBRE, F. (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:
<https://warren.com.br/magazine/precos-combustiveis-brasil/>

OPEC (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:
https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/23.htm

PÓVOA, A. (2012). *Valuation - como precificar ações*. Rio de Janeiro: Elsevier Editora LTDA

SCHIMURA, L.G. (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:
<https://portalibre.fgv.br/sites/default/files/2022-06/06ce2022-carta-do-ibre.pdf>

S&P GLOBAL (2022). Acesso em 27 de Jun de 2023, disponível em:
<https://www.spglobal.com/commodityinsights/top250>

DeGolyer and MacNaughton (2023). REPORT as of JANUARY 1, 2023 on RESERVES and REVENUE of CERTAIN FIELDS in BRAZIL for PETRORIO S.A. Acesso em 01 de dez de 2023, disponível em:

<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/cecb3d3e-6bd6-4edd-b9b3-3cacde780cac/795689ac-cd7b-fd51-218c-1b4f2e7e769c?origin=1>

CBIE (2020). Acesso em 01 de Dez de 2023, disponível em:
<https://cbie.com.br/como-sao-categorizadas-as-reservas-de-oleo-e-gas/>