

Technical Paper

Taxação de carbono: impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P

Carbon taxation: impacts on the economic indicators of E&P projects

Silvia Mendes Pantoja ¹ | Pedro de Oliveira Valente ².

1. PETROBRAS, ESTRATÉGIA, ESTRATÉGIA DE UPSTREAM. RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL, silvia.pantoja@petrobras.com.br 2. PETROBRAS, ESTRATÉGIA, ESTRATÉGIA DE DOWNSTREAM E MIDSTREAM. RIO DE JANEIRO - RJ - BRASIL, pvalente@petrobras.com.br

Resumo

Diante do problema do aquecimento global, o mundo discute formas de conter as emissões de gases de efeito estufa com o mínimo de impacto para as economias dos países. Neste artigo mostramos parte do debate sobre a questão da internalização dos custos de emissão destes gases por parte do poluente e quais são os mecanismos mais indicados para isso. Nesse sentido, a precificação do carbono é uma das ferramentas de políticas públicas para a mitigação dos danos das atividades industriais e comerciais sobre o meio ambiente. Sabendo que a indústria de óleo e gás é um importante emissor de CO₂, discutimos aqui alguns cenários de precificação para o Brasil e simulamos os impactos de diferentes níveis de preços de carbono sobre os indicadores econômicos de projetos de exploração e produção de petróleo (ou segmento de *upstream*, em inglês).

Palavras-chave: taxação de carbono. brent de equilíbrio. valor presente líquido. avaliação econômica de projetos. mercado de carbono

Abstract

Faced with the problem of global warming, the world discusses ways to contain greenhouse gas emissions with minimal impact on countries' economies. In this article we present part of the debate on the question of the internalization of the emission costs of these gases by the pollutant and what are the most suitable mechanisms for this. In this sense, carbon pricing is one of the public policy tools for mitigating the damage caused by industrial and commercial activities to the environment. Knowing that the oil and gas industry is an important CO₂ emitter, we discuss here some pricing scenarios for Brazil and simulate the impacts of different levels of carbon prices on the economic indicators of oil exploration and production projects (or upstream segment).

Keywords: carbon taxation. break even. net present value. economic evaluation of projects. carbon market

Received: March 15, 2020 | **Accepted:** Jun 06, 2020 | **Available online:** Dec. 01, 2020.

Article n°: 539

Cite as: Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2020 (20)

DOI: <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2020.539>

1. Introdução

Essa seção segue em grande parte Kupfer e Hasenclever (2002) apresentando os principais mecanismos econômicos utilizados para a solução de questões ambientais e quais as condições ideais para suas aplicações. Como mencionado pelos autores, existem dois mecanismos de solução para a questão ambiental, onde se enquadra a emissão de CO₂ analisada nesse artigo, a primeira seria uma livre negociação onde poluidores e vítimas da poluição chegariam a um acordo, sem a necessidade da interferência pública, gerando um equilíbrio através do mercado. No entanto um dos aspectos para se avaliar a necessidade da interferência pública na atuação de livre de mercado é a presença de falhas de mercado que seriam situações onde a interferência pública se torna necessária. Dessa forma, no segundo mecanismo, a emissão do CO₂ é tratada como uma externalidade negativa e deveria ser internalizada na função de produção do produtor para que o custo social daquela poluição seja sentido também pela empresa que gera aquele poluente.

Para a segunda abordagem onde se busca uma internalização das externalidades da poluição na função de produção dos agentes, existem diferentes medidas, que não somente a tributação da emissão para solução dessa questão. Basicamente essas soluções poderiam ser divididas em 3 formas: comando e controle, instrumentos econômicos e instrumentos de comunicação.

A solução de instrumentos econômicos, de maior relevância para nosso trabalho, ocorre através da criação de tributação, subsídios ou certificados de emissões transacionáveis para a emissão de poluentes e, ainda em Kupfer e Hasenclever, são apresentadas suas principais vantagens: geração de receitas tarifárias, estimular tecnologias menos intensiva na emissão do pluyente entre outros.

Neste trabalho, iremos focar na solução de instrumentos econômicos, mais especificamente na tributação de emissão de carbono e seus efeitos nos indicadores econômicos de referências para avaliação de projetos de produção de petróleo de maior utilização pela indústria como o brent de equilíbrio e valor presente líquido (VPL).

Para isso, iremos organizar o artigo da seguinte forma: além da introdução, na segunda seção iremos apresentar em maior profundidade a necessidade e as medidas para o controle da emissão de poluentes e seus impactos econômicos. Na terceira seção, será apresentado um projeto típico de produção de petróleo, suas principais métricas e resultados econômicos típicos. Na quarta seção, iremos apresentar as principais propostas de preços para o controle de emissão de CO₂ e com isso, quantificar seu resultado nos indicadores econômicos avaliados na terceira seção. E por fim, iremos apresentar as principais conclusões do artigo.

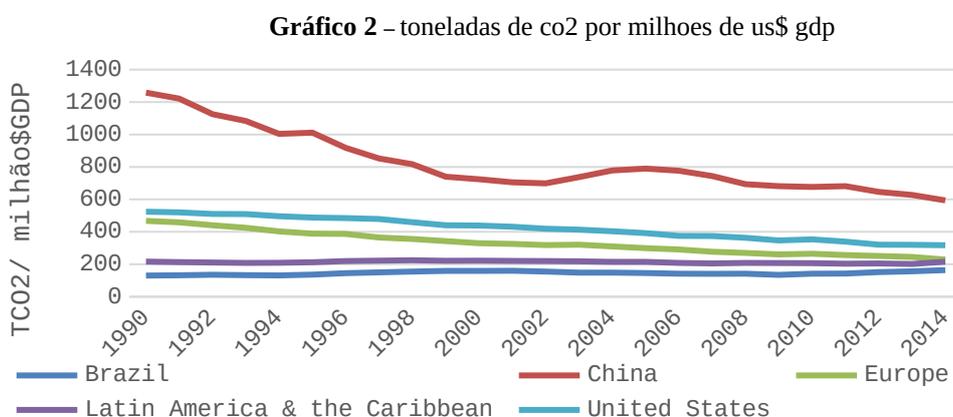
2. Medidas de controle de emissões de poluentes

Conforme mencionado na seção anterior, iremos agora apresentar em maior detalhe os aspectos econômicos do debate relacionados à precificação da emissão de CO₂. Para isso, nesta seção iremos utilizar em grande parte os aspectos econômicos da tributação de carbono apresentados em Tirole (2006).

Como ponto de partida, a necessidade de emissão de CO₂ está inserida no debate de aquecimento global, onde a emissão de CO₂ tem papel fundamental para o seu controle e

manutenção do aumento de temperatura entre 1,5 °C e 2 °C, limite considerado para o aumento de temperatura por amplo conjunto de especialistas. Em simulação apresentada pelo The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), mantendo as emissões apresentadas na metade da década de 2010 iremos ultrapassar o aumento da temperatura de 1,5 °C em relação a temperatura do período pré-industrial na década de 2040. Além disso, é apresentado um cenário com um phase-out em 50 anos da emissão de CO₂ que poderia postergar esse marco em aproximadamente 20 anos. Desta forma, fica clara a importância do controle de emissões e a relevância desse debate nos próximos anos.

Em relação às emissões, alguns aspectos econômicos apresentados por Tirole (2006) são relevantes para o nosso trabalho. Sobre a ótica econômica, o primeiro aspecto relevante apresentado é a forma como cada economia funciona e produz seus bens tanto energéticos como de consumo e a intensidade de emissões necessárias para sua produção, sendo observado que os países desenvolvidos e em desenvolvimento estão em diferentes fases de emissões. No Gráfico 2 abaixo, podemos ver as emissões de CO₂ em toneladas por milhão de US\$ de PIB para o Brasil, Europa, China, Estados Unidos e América Latina. Como podemos ver, a China apresenta uma razão entre as variáveis acima dos demais, porém, apresenta uma leve tendência de queda assim como, Estados Unidos e Europa, que estão em níveis menores de emissões. Já o Brasil e América Latina, apesar de apresentarem um menor nível da razão entre CO₂ e PIB possuem uma tendência de alta e se aproximam de Europa e Estados Unidos já em 2014.



Fonte: dados world resources institute elaboração do autor

Um segundo aspecto relevante diz respeito ao esforço local e ao bem global do controle de emissões de CO₂. Esse ponto está relacionado ao debate onde países que façam um esforço independente para controle de emissões estariam fazendo esse esforço em suas próprias economias em benefício do ambiente global e dessa forma estariam beneficiando os demais países tanto quanto sua própria economia. Esse aspecto é conhecido na economia como o problema do carona, onde nesse tipo de problema países poderiam ter um incentivo de não apresentar soluções locais e, com isso, evitar seus custos e esperar para pegar carona na iniciativa de outros países.

O problema do carona conduz à tragédia dos comuns que implica, para o debate do aquecimento global, que cada país gostaria de ter um nível de poluição ótimo que maximize a

sua produção, porém, esse equilíbrio leva ao caso de emissões elevadas acima do ótimo global e com isso, a um aumento da temperatura global.

Como último ponto de pano de fundo do debate das emissões e da sua regulação, é apresentada em Tirole a questão da fuga do carbono. Esse aspecto chama atenção de que soluções locais podem gerar um aumento da emissão em outros países. Por exemplo, o controle de emissões na produção de bens de consumo isolado em determinado país pode gerar um deslocamento das unidades produtivas para países com maior permissão de emissões e dessa forma as emissões globais não seriam alteradas.

Conforme apresentado na seção anterior, basicamente as soluções de regulação das emissões poderiam ser divididas em 3 formas: comando e controle, instrumentos econômicos e instrumentos de comunicação. Para a precificação de carbono, duas formas são mais utilizadas em diferentes países. A primeira forma é a tributação do carbono, onde é estabelecido um preço para as emissões e os agentes econômicos irão avaliar o custo de evitar aquela emissão em relação ao seu preço. Na segunda forma de precificação, é estabelecida uma meta de emissões (*cap and trade*) e assim é criado um mercado de permissão de emissões. Em relação ao aspecto teórico, ambas as soluções levariam ao mesmo equilíbrio, porém, na prática é identificada uma diferenciação entre as duas soluções dependendo de aspectos políticos e institucionais.

Segundo o Banco Mundial, em 2019 existiam no mundo 61 iniciativas implementadas ou programadas, cobrindo 22% do total das emissões, através dos dois tipos de precificação citados acima, tributação e/ou comércio de emissões no chamado mercado ETS (Emission Trade System).

Em 2015, ocorreu em Paris a 21ª Conferência entre as Partes (COP 21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (UNFCCC), onde os 195 países participantes firmaram o chamado Acordo de Paris. Neste acordo, considerando suas condições sócio econômicas e suas responsabilidades históricas, os Estados se comprometeram a implementar ações que levem a temperatura global a um aumento bem abaixo dos 2°C em relação à era pré-industrial, com um esforço de limitar este aumento a 1,5°C.

As ações de cada país para reduzir as emissões de gases de efeito estufa são compromissos voluntários chamados Pretendidas Contribuições Nacionalmente Determinadas (iNDC). O Brasil apresentou sua iNDC nos setores de bioenergia, matriz energética, desmatamento e uso da terra, através do qual se compromete a reduzir suas emissões em 2025 em 37% em relação aos níveis de 2005, chegando a 43% de redução em 2030.

Em paralelo, no sentido de auxiliar a implementação de uma política de clima e viabilizar a adoção de instrumentos de precificação de carbono no Brasil, o Banco Mundial iniciou em 2016 o projeto PMR - Brasil (Partnership for Market Rediness) em associação com o Ministério da Economia. Em 2020, o grupo de estudo do PMR terminou sua primeira etapa do projeto e divulgou suas conclusões a respeito dos instrumentos de precificação indicados para o país e os setores da economia que devem ser incluídos na política de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Tais conclusões recomendam que seja priorizado um

mercado de carbono e, dentre os setores da economia indicados, exclui neste primeiro momento o setor de extrativismo, no qual a atividade de extração de óleo e gás se enquadra.

Não obstante à essa exclusão do setor extrativista neste primeiro momento do projeto no Brasil, está clara a pressão da sociedade civil e do mercado financeiro sobre a indústria de forma geral quanto às ações de mitigação dos impactos de suas atividades sobre o meio ambiente. Um dos exemplos disso é a criação da Força-Tarefa sobre Divulgações Relacionadas ao Clima (TCFD¹, sigla em inglês) pelo Financial Stability Board, em que recomendam às empresas a divulgarem como a transição para o baixo carbono pode afetar seus negócios e como as mesmas estão se preparando para lidar com as oportunidades e riscos associados a este cenário. Dessa forma, é prudente que a indústria de óleo e gás esteja atenta à possibilidade de precificação do carbono em suas atividades, entendendo o impacto que esta medida pode vir a trazer à sua competitividade e eficiência produtiva. E, à partir dessa necessidade de entendimento, este artigo traz simulações desse impacto sobre importantes indicadores de rentabilidade e competitividade para os projetos de upstream.

3. Indicadores econômicos de projetos de produção de petróleo

A atividade de produção de petróleo é caracterizada especialmente por seus projetos intensivos em capital e de longa maturação. Cinco variáveis determinam o resultado dos projetos de exploração e produção (E&P) de óleo e gás, sendo elas o preço do Brent, a participação governamental, o nível de investimento de capital (Capex), o nível de gastos operacionais (Opex) e o volume de produção obtido com o projeto. As duas primeiras são exógenas à gestão do projeto e as três últimas são endógenas.

Os projetos de produção de petróleo podem ser desenvolvidos em uma variedade de ambientes, mas podemos fazer duas separações básicas, que seriam em campos em terra (onshore) ou no mar (offshore). No Brasil, a maior parte do volume de hidrocarbonetos é extraída de campos offshore, sendo que este ambiente também pode ser subdividido em lâminas d'água (águas rasas, águas profundas ou águas ultra-profundas) e em camadas (pós-sal ou pré-sal). E ainda, do ponto de vista fiscal, os campos a serem explorados podem estar submetidos a diferentes regimes fiscais, como concessão e partilha.

Para avaliar o desempenho destes projetos, a indústria costuma usar indicadores clássicos na avaliação econômica de projetos como o Valor Presente Líquido (VPL), o preço de equilíbrio do Brent (*break even*), a TIR, o tempo de retorno e a razão do VPL sobre o Investimento Atualizado (VPL/IA).

Neste trabalho, quanto ao tipo de projeto, vamos considerar projetos de águas ultra-profundas, na camada do pré-sal, sob o regime de concessão. E quanto aos indicadores econômicos, vamos focar no VPL, no preço de equilíbrio do Brent, que chamaremos aqui de Brent de Equilíbrio (BEq), e no VPL/IA. No capítulo seguinte, vamos simular o impacto que a precificação de carbono pode trazer para estes indicadores.

Para o cálculo destes indicadores, será usado o método de fluxo de caixa descontado (FCD), e será necessária a definição do conjunto das variáveis citadas acima, além da definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e da duração do ciclo de vida do projeto

¹ <https://www.fsb-tcfd.org>

Taxação de carbono: Impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P

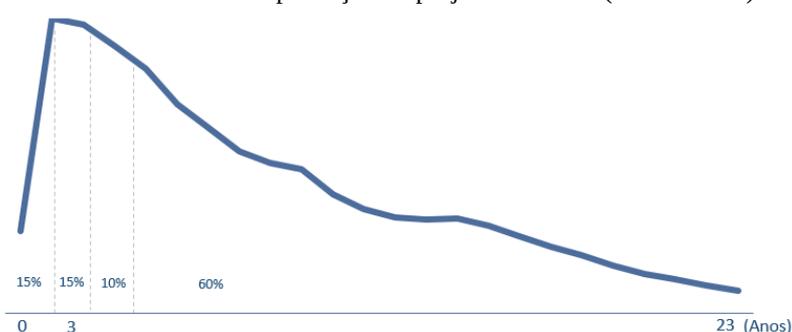
(que inclui o tempo de investimento até o início da produção e os anos de produção). Dado que Capex e Opex são variáveis gerenciáveis e que podem ser otimizadas diante de ações de melhorias operacionais e tecnológicas, faremos um exercício com dois cenários, em que um deles tem um nível otimizado de investimentos e gastos.

- Preço do Brent: No presente ano de 2020, a indústria de óleo e gás sofreu o impacto de graves crises como um excesso de oferta gerado pelo impasse entre dois grandes produtores (Rússia e Arábia Saudita), e uma queda forte na demanda devido à crise do Covid-19, o que levou o preço do Brent a sair de aproximadamente US\$ 65/boe e bater na casa dos US\$ 20/boe em um curto espaço de tempo no primeiro trimestre. Atualmente, o Brent encontra-se no patamar de US\$ 40/boe, porém, trabalharemos neste exercício com um valor constante para todos os anos de US\$ 50.

- Taxa Mínima de Atratividade (TMA): Foi considerada a taxa de desconto de 9,27%, recomendada pelo acadêmico Aswath Damodaram para projetos de exploração e produção em países em desenvolvimento².

- Ciclo de vida: Os projetos de E&P são divididos em fase exploratória e fase de desenvolvimento da produção. Este exercício terá a visão do projeto a partir do início da fase de desenvolvimento, que nos contratos de concessão tem prazo de 27 anos. Vamos considerar um campo cuja produção tenha corte econômico em 23 anos e alcance um pico de produção de 150 mil barris de óleo equivalente por dia (boed). Considerando o perfil simulado para a curva de produção e a produção máxima atingida, chegamos a uma produção acumulada de 700 milhões de barris, de acordo com a figura 3, em que o pico é atingido no segundo ano.

Gráfico 3 – curva de produção do projeto simulado (em mil boed)



Fonte: Elaboração própria

- Opex: Com relação aos gastos operacionais, vamos seguir o modelo divulgado pela Petrobras para seus projetos do pré-sal e considerar uma relação de US\$ 6/boe³ para essa métrica também chamada pela indústria de custo de extração (CE). Simularemos também um nível otimizado de gastos de US\$ 4/boe.

- Capex: Para implantar este projeto, consideramos a construção de uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO (floating, production, storage and offloading) com capacidade de produzir 150 mil barris/dia e supomos um cenário com investimento equivalente a US\$ 8/boe e um cenário com investimento otimizado a US\$ 6/boe. Este

² Ver site http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

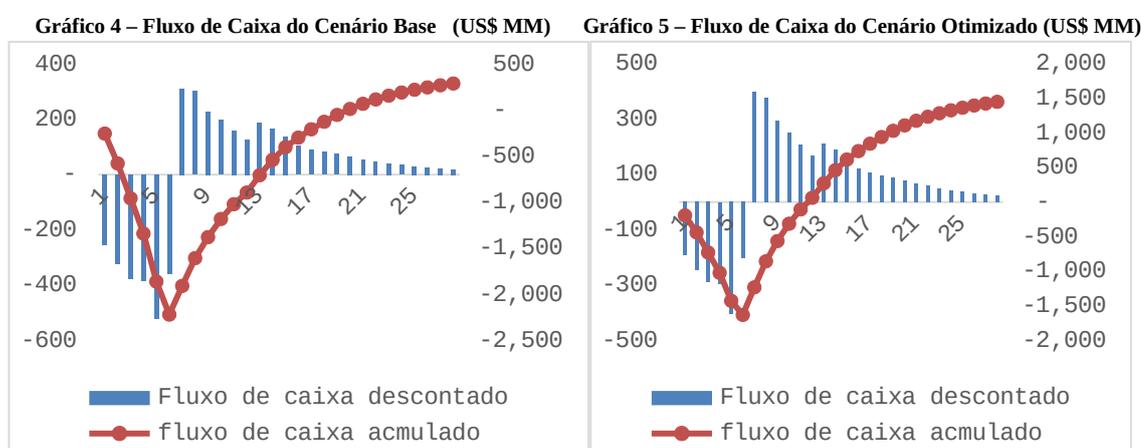
³ <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/apresentacoes> - Petrobras Day Rio Oil & Gas Conference, 2020. | ISSN 2525-7579

Taxação de carbono: Impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P

intervalo é uma faixa aproximada, calculada a partir de simulação do projeto para o atingimento do preço de break even de aproximadamente US\$ 45/boe e de US\$ 35/boe⁴.

• Participação Governamental⁵: Com relação à participação governamental, incide sobre o projeto além do Imposto de Renda e CSLL, os impostos específicos do segmento de exploração e produção de petróleo, que são Imposto sobre Retenção de Terra, Royalties e Participação Especial (PE). Os Royalties equivalem a um percentual de 10% da receita bruta, enquanto a PE, um imposto específico do regime de Concessão, é calculado por níveis de produção, variando de 0% a 40% da receita líquida. Para simplificar o cálculo da PE, levando em conta que o projeto simulado é de grande porte e que este tributo é calculado por faixas de produção, consideraremos um valor constante de 30%.

Os gráficos 4 e 5 apresentam os fluxos de caixa do projeto nos dois cenários simulados. É possível observar que o fluxo de caixa acumulado no final do período do projeto otimizado é quase o aproximadamente triplo do projeto no cenário base.



Fonte: Elaboração própria

A partir destes fluxos de caixa, obtivemos os indicadores econômicos, VPL, VPL/IA e Brent de Equilíbrio. A tabela 1 apresenta um resumo das premissas utilizadas para o projeto e seus indicadores econômicos.

Tabela 1 – Premissas e resultados econômicos do projetos

Premissas Fixas		
TMA (%)		9,27
Preço do Brent (US\$/boe)		50
Participação Especial (%)		30
Produção Total (MM Boe)		700
Premissas Variáveis	Caso Base	Caso Otimizado
Capex (US\$/Boe)	8	6
Opex (US\$/Boe)	6	4
Resultados		
VPL (US\$ MM)	462	1.449
VPL/IA	0,14	0,57

⁴ <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/apresentacoes> - Petrobras Day

⁵ <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes>

BEq (US\$/Boe)

45

33

Fonte: Elaboração própria

A tabela acima nos mostra que o projeto no cenário base traz resultados econômicos marginais, com VPL de US\$ 462 milhões e rentabilidade de 14% sobre o investimento atualizado. Quanto ao ponto de *break even*, o projeto se sustenta até que o nível de Brent chegue a US\$ 45/boe. Já o projeto otimizado, com níveis de investimento 25% mais baixos e gastos operacionais 33% mais baixos que no cenário base, apresenta VPL 3 vezes acima do projeto base, rentabilidade de 57% sobre o investimento e maior resiliência ao preço do Brent, se mantendo rentável até o nível de US\$ 33/boe.

4. Taxa de emissão de CO₂ e impactos nos indicadores

As emissões industriais de carbono podem ser classificadas em emissões de escopo 1, 2 ou 3, sendo as de escopo 1 aquelas emitidas na própria atividade operacional, as de escopo 2, as emissões indiretas provenientes da aquisição de energia elétrica consumida por aquela atividade operacional, e as emissões de escopo 3 são aquelas emitidas pelo consumo de seu produto final.

Intensiva em carbono, a indústria de óleo e gás tem em seu escopo 3, ou seja, o consumo de derivados como gasolina e diesel, cerca de 80% de toda a emissão de sua cadeia de valor. Segundo o IPCC (2018), o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera causado pela atividade humana é primariamente proveniente da queima de combustíveis fósseis, seguido do desmatamento e da agricultura intensiva.

Considerando as experiências internacionais em que as emissões do escopo 3 recebem regulações de precificação de carbono separadas dos escopos 1 e 2, vamos neste estudo assumir que uma eventual precificação de carbono para este setor da economia no Brasil seguirá este modelo. Portanto, vamos aqui simular o impacto econômico da precificação de carbono sobre projetos de *upstream* a partir das emissões geradas na operação das plataformas (escopo 1) e na geração da energia necessária para seu funcionamento (escopo 2). Como as plataformas de produção *offshore* são capazes de produzir sua própria energia, o total de sua emissão de gases de efeito estufa já é a soma de suas emissões de escopo 1 e 2.

A operação de uma plataforma do tipo FPSO pode emitir gases de efeito estufa principalmente através da queima de rotina de gás em tocha (que ocorre para eliminação do excedente de gás que não foi possível ser escoado ou aproveitado), do gás emitido pelo funcionamento de suas turbinas e de eventuais emissões fugitivas de gases dos equipamentos. O nível destas emissões pode variar também de acordo com o teor de CO₂ do hidrocarboneto do reservatório explorado.

A Petrobras divulgou em julho de 2020 uma atualização do seu Caderno de Mudança do Clima, onde reporta que em 2019 suas atividades de E&P emitiram 17,3 kg de CO₂e⁶ a cada barril de petróleo produzido, através da métrica de intensidade de carbono (kgCO₂e/boe).

⁶ CO₂e: lê-se “CO₂ equivalente”. Notação para a soma de todos os gases de efeito estufa convertidos em unidade de potencial de aquecimento global idêntica ao do CO₂.

Taxação de carbono: Impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P

Com esta informação, vamos aplicar esta mesma relação para o projeto em estudo para estimar sua produção de CO₂ ao longo de seus anos de produção.

Após calculadas as emissões anuais de gases de efeito estufa do projeto, o próximo passo é estimar um preço para estas emissões e assim podermos calcular o impacto econômico neste empreendimento caso seja implantada uma política de precificação de carbono no Brasil que englobe o setor de óleo e gás. Para tanto, levamos em consideração as recomendações do projeto PMR Brasil para uma primeira fase de precificação do carbono no país, que levaria de 2 a 5 anos em uma implementação gradual. Segundo o grupo de estudo, seria ideal um preço abaixo de US\$ 10/tonCO₂ nesta fase, evitando um impacto abrupto na competitividade das empresas participantes. Podemos observar também que este é um preço condizente com o praticado nos países da América Latina que já adotam a precificação de carbono, que são Chile, Argentina, Colômbia e México – todos com preços abaixo deste patamar⁷.

Adicionalmente, a Agência Internacional de Energia (AIE), em seu World Energy Outlook 2019⁸, traçou projeções de preços de carbono para os anos de 2030 e 2040 para diferentes mercados em 3 diferentes cenários. No entanto, apenas em um dos cenários, o de Desenvolvimento Sustentável, é considerado precificação no Brasil, com preços previstos de US\$ 75/tCO₂ em 2030 e de US\$ 125/tCO₂ em 2040.

Dessa forma, vamos supor uma precificação de carbono iniciando no Brasil em 2021, ao preço de US\$ 10/tCO₂, chegando aos níveis projetados pela AIE em 2030 e 2040. Os anos intermediários serão estimados por interpolação.

Segundo o Banco Mundial, o mundo só é capaz de evitar o aquecimento acima dos 2° C, atingindo a meta do Acordo de Paris, se os preços de carbono estiverem numa faixa de US\$ 40-80/tCO₂ por volta de 2020 e de US\$ 50-100/tCO₂ por volta de 2030. Apesar de os valores serem bem próximos dos valores da AIE para 2030, faremos uma segunda simulação, porém com preços mais altos já na década de 20, iniciando em US\$ 40/tCO₂ em 2021 e alcançando os preços da AIE no médio prazo.

Como uma alternativa de cenário com preços mais baixos, em uma terceira simulação vamos utilizar o modelo do Chile, que atualmente possui um mecanismo de taxaço de carbono a US\$ 5/tCO₂ e projeção da AIE no cenário Stated Policies (que é um cenário baseado nas políticas existentes) em que os preços do carbono alcançam US\$ 12/tCO₂ em 2030 e US\$ 20/tCO₂ em 2040.

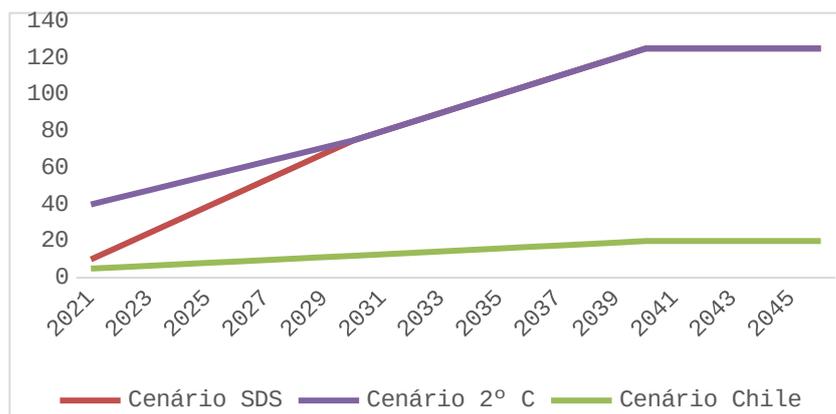
Assim as três curvas de preço simuladas estão representadas no gráfico 6.

Gráfico 6 – Curvas de Preços de Carbono (em US\$/tCO₂)

⁷ Informações disponíveis em https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data

⁸ Informações disponíveis em <https://www.iea.org/>

Taxação de carbono: Impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P



Fonte: Elaboração própria

A depender se a precificação de carbono se dará via mercado de permissões ou via tributação, esta pode ser alocada ao projeto como gastos operacionais ou como participação governamental. Considerando que o PMR sugeriu um mercado para o país, consideraremos que a precificação seja alocada ao projeto como gasto operacional, dedutível de imposto de renda.

Após a estimativa do custo anual das emissões, temos um novo fluxo de caixa para os projetos e, por conseguinte, novos indicadores econômicos. Além dos três indicadores econômicos de projetos citados na seção anterior, mostraremos também um indicador específico para avaliar a resiliência de projetos/ativos ao carbono, que é o VPL/tCO₂, que nos diz o quanto de valor o projeto está gerando para cada tonelada de CO₂ emitida por ele.

A tabela 2 nos mostra estes resultados nos três cenários simulados de precificação de carbono, aplicados aos dois casos do projeto. Chamaremos o cenário de preços mais baixos de Cenário Chile, o cenário de preços mais altos, chamaremos de Cenário DS (de desenvolvimento sustentável) e o terceiro, uma variação do segundo, de Cenário 2ºC.

Tabela 2 – Resultados dos cenários de precificação sobre o projeto

Caso Base	Sem Precificação	Cenário Chile	Cenário DS	Cenário 2º C
VPL (US\$ MM)	462	427	253	239
VPL/IA	0,14	0,13	0,07	0,07
Beq (US\$/Boe)	44,5	44,9	47,0	47,2
VPL/tCO ₂	38	35	21	20
Caso Otimizado	Sem Precificação	Cenário Chile	Cenário DS	Cenário 2º C
VPL (US\$ MM)	1.449	1.414	1.241	1.226
VPL/IA	0,57	0,55	0,49	0,48
Beq (US\$/Boe)	32,8	33,2	35,3	35,5
VPL/tCO ₂	120	117	102	101

Fonte: Elaboração própria

Como já observado, o projeto em seu caso base apresenta rentabilidade consideravelmente abaixo do caso otimizado, tornando-se cada vez mais marginal a cada vez Rio Oil & Gas Conference, 2020. | ISSN 2525-7579

que o preço do carbono aumenta, alcançando uma rentabilidade de 7%, abaixo de sua taxa mínima de atratividade. O projeto otimizado, por ser mais robusto, tem queda em sua rentabilidade mas continua se mostrando capaz de absorver esta precificação. Quanto ao Brent de Equilíbrio, este chega a aumentar quase US\$ 3/boe nos dois casos. Já o indicador VPL/tCO₂ tem a mesma variação do VPL, já que apenas o numerador muda a cada cenário, mas é uma métrica interessante principalmente para comparar projetos e ativos entre si, quando se quer entender a resiliência de um portfólio ao carbono.

Estes resultados nos mostram que projetos de óleo e gás *offshore* podem ser capazes de absover uma precificação de carbono, mantendo-se com valor positivo, porém o impacto é menor em projetos mais robustos e pode ser um risco para projetos marginais, que podem inclusive deixar de ser sancionados.

Vemos também que em um cenário de preço de carbono semelhante ao já existente em alguns vizinhos (Cenário Chile), o impacto sobre os projetos pode ser uma perda de valor que varia de 2% a 7%. No entanto, este cenário de política pública, como vimos, não leva o mundo ao desenvolvimento sustentável. Se o objetivo é contribuir para mitigar de fato o aquecimento global, os preços praticados, segundo o Banco Mundial e AIE, deveriam ser parecidos com os do Cenário DS ou Cenário 2°C. Já estes cenários podem levar a uma perda de cerca de 15% do valor de um projeto como este aqui simulado.

E ainda que o impacto do Cenário Chile não seja tão expressivo, pode ser suficiente ao menos para impulsionar investimentos das empresas em pesquisa e inovação, em busca de novas rotas tecnológicas que aumentem a eficiência energética de suas operações de *upstream* e o desenvolvimento de outras frentes como a captura de carbono, por exemplo. Estas são algumas das saídas para que as empresas diminuam sua pegada de carbono e consigam gerar mais valor com menos emissão, reduzindo o indicador de intensidade de carbono (tCO₂/boe) e aumentando o indicador de resiliência à precificação (VPL/tCO₂).

5. Considerações finais

Vimos aqui que emissão de gases de efeito estufa é uma externalidade que deveria ser compensada pelo agentes poluidores e que existe uma pressão cada vez maior em direção à transição energética para um mundo de baixo carbono. Dessa forma, as empresas de *upstream* devem estar preparadas para o impacto de um possível cenário de precificação de carbono no Brasil mas também assumir a transição energética como um compromisso com a sociedade. Uma forma de fazer frente a este impacto é começar analisando seus projetos da forma como fizemos aqui neste trabalho e identificando o quão resiliente é o seu portfólio. Além disso, é esperado também que as empresas de óleo e gás contribuam para mitigar a mudança climática e minimizem o impacto de suas atividades no meio ambiente. Como resultado do trabalho, o destaque é entender que os projetos deste setor da economia podem ser capazes de absorver uma precificação de carbono, mantendo seu valor positivo.

6. Agradecimentos

Gostaríamos de agradecer a toda as fontes de dados, além de agradecer ao IBP pela oportunidade de apresentar este trabalho e, finalmente, à Petrobras por ter auxiliado em nossa

Taxação de carbono: Impactos nos indicadores econômicos de projetos de E&P

formação para que tenhamos condições técnicas suficientes para contribuir com o debate acadêmico.

Referências

- Bolton, P., & Despres, M. (2020). *The Green Swan - Central banking and financial stability in the age of climate change*. Retrieved from <https://www.bis.org/publ/othp31.htm>
- International Energy Outlook 2019*. (2019). Washington, DC. Retrieved from <https://www.eia.gov/ieo>
- Kupfer, D., & Hasenclever, L. (2002). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil* Rio de Janeiro: Editora Elsevier. Retrieved from <https://www.elsevier.com/books/economia-industrial-2-edicao/hasenclever/978-85-352-6368-8>
- Petrobras Day*. (2019). Rio de Janeiro. Retrieved from <https://www.investidorpetrobras.com.br/resultados-e-comunicados/apresentacoes>
- Tirole, J. (2016). *Economia do Bem Comum*. França: Editora Zahar. Retrieved from <https://zahar.com.br/livro/economia-do-bem-comum>
- Vailles, C., Hubert, R., & Colin, A. (2020). *Scenario analysis of the issues of the low-carbon transition* Paris. Retrieved from <https://www.fsb-tcfd.org>