



## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### ANÁLISE DA PRECIFICAÇÃO DE CARBONO SOBRE A EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

FELIPE LUCAS FARIAS GOMES NAZARÉ(1); BERNARDO VIEIRA BEZERRA(1)  
OMEGA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A. (1)

#### RESUMO

No Brasil, políticas energéticas com enfoques em subsídios às fontes renováveis resultaram em custos crescentes ao consumidor de energia elétrica. Com a evolução tecnológica vivenciada por ativos renováveis não convencionais ao longo das últimas décadas, traz-se à tona a rediscussão de mecanismos de incentivos atualmente aplicados. Este artigo apresenta uma breve discussão sobre os mecanismos usualmente adotados e uma análise quantitativa aplicada ao setor elétrico brasileiro sobre custos, expansão e emissão de CO<sub>2</sub> com base no mecanismo de taxaço de carbono, além da equiparação aos benefícios atualmente fornecidos.

#### PALAVRAS-CHAVE

#### 1.0 INTRODUÇÃO

No âmbito de planejamento de sistemas elétricos, os atributos de fontes de geração de energia podem ser definidos como externos ou internos ao setor elétrico. De acordo com Instituto Escolhas (2018)[1] os atributos internos podemos ser classificados como: (i) serviços de geração, (ii) custos de infraestrutura e (iii) subsídios e incentivos. Alguns destes atributos podem ser representados endogenamente nos modelos de planejamento da expansão de sistemas elétricos, através por exemplo da inclusão de restrições de confiabilidade, da otimização dos custos de investimento em transmissão e da representação dos subsídios e incentivos nos custos de investimento e operação das fontes.

No caso de atributos externos ao setor elétrico, também conhecidos como externalidades, sua representação é exógena aos modelos de planejamento. Um exemplo é o atributo ambiental, que engloba emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE). Dependendo da política ambiental e energética adotada pelo país, a internalização do atributo ambiental, ou seja, a valoração da emissão de carbono, torna-se um aspecto relevante no planejamento da expansão, trazendo efeitos sobre a evolução da configuração de sistemas elétricos.

No contexto de estímulo ao desenvolvimento de fontes de baixa emissão de carbono, sistemas elétricos utilizam diferentes formas de incentivos, como por exemplo através da taxaço direta sobre a emissão de gases ou por meio de emissão de certificados de energia limpa, ambos comparados em Lawrence e Andrew (2013)[2] ou mesmo por mecanismos de pagamento específico pela produção de energia de projetos de baixas emissões, as conhecidas tarifas-prêmio ou “*feed-in tariffs*”[3]. Independentemente do mecanismo adotado, o objetivo é diferenciar economicamente os ativos que resultam em maiores ou menores emissões.

No caso brasileiro o formato selecionado de incentivos e subsídios sobre a estrutura de impostos e de encargos setoriais visou reduzir uma parcela dos custos cobrados aos geradores renováveis justamente com o viés de manter – e aumentar – a característica de baixo carbono da matriz energética nacional por meio de redução do preço final da energia produzida. O Brasil não possui um mecanismo explícito com objetivo de valoração de atributos ambientais, mas um conjunto de incentivos implícitos que, no total, buscam este propósito. Portanto, uma questão relevante é analisar a relação entre o custo resultante para a sociedade e o benefício da externalidade ambiental. Dados os diversos mecanismos existentes e a dificuldade de valorar o montante que de fato está sendo custeado em prol do desenvolvimento de tecnologias com baixas emissões, este artigo visa comparar a estrutura atual de mecanismos implícitos de incentivos às renováveis com uma estrutura de taxaço explícita de emissão de carbono, a fim de avaliar qual seria a equivalência entre os custos pagos atualmente com valores de custos de carbono. A metodologia proposta permite previsibilidade dos custos da política energética e transparência para os agentes, bem como avaliar o impacto sobre a expansão do sistema elétrico e sobre a emissão de GEE.

#### 2.0 DESENVOLVIMENTO

## 2.1 Evolução de fontes renováveis não-convencionais

Dentre as principais características de setores elétricos mundo a fora, observa-se um predomínio de fontes termelétricas [4], as quais grande parte é suprida por combustíveis fósseis, principalmente em sistemas com baixa disponibilidade de recursos renováveis. Devido ao uso de combustíveis derivados de carbono, dentre os rejeitos da operação de ativos termelétricos, encontram-se gases causadores do efeito estufa, questão que tem tomado cada vez mais relevância na discussão ambiental e transição energética.

Em um contexto de aquecimento global, a preferência de consumidores de energia e de políticas públicas com pretensões de redução de emissão de gases em alguns segmentos da indústria e serviços pondera efeitos ambientais em suas preferências, confrontando-os com questões financeiras, mesmo que ambos não sejam diretamente comparáveis. Neste caso, existe uma avaliação por parte dos planejadores do *trade-off* entre uma expansão mais econômica ou uma matriz menos poluente. Por consequência, a existência de novos motivadores para evolução do sistema abre espaço para o desenvolvimento de novas tecnologias – como é o caso do desenvolvimento de geradores eólicos e solares fotovoltaicos, cuja introdução nas últimas décadas muitas vezes foi guiada por foco ambiental em países com metas de redução de emissão [5].

O encorajamento criado através de políticas e maior conscientização ambiental escalonou a evolução tecnológica de novas tecnologias ao passo que custos de geradores renováveis não convencionais passaram a ser comparáveis com outros empreendimentos já bem estabelecidos, como é o caso de hidrelétricas e termelétricas [6]. Para ilustrar o efeito do aumento da competitividade destas novas tecnologias, apresenta-se a evolução de custos de produção de energia e montante contratado de fontes eólicas e solares por meio da Figura 1.

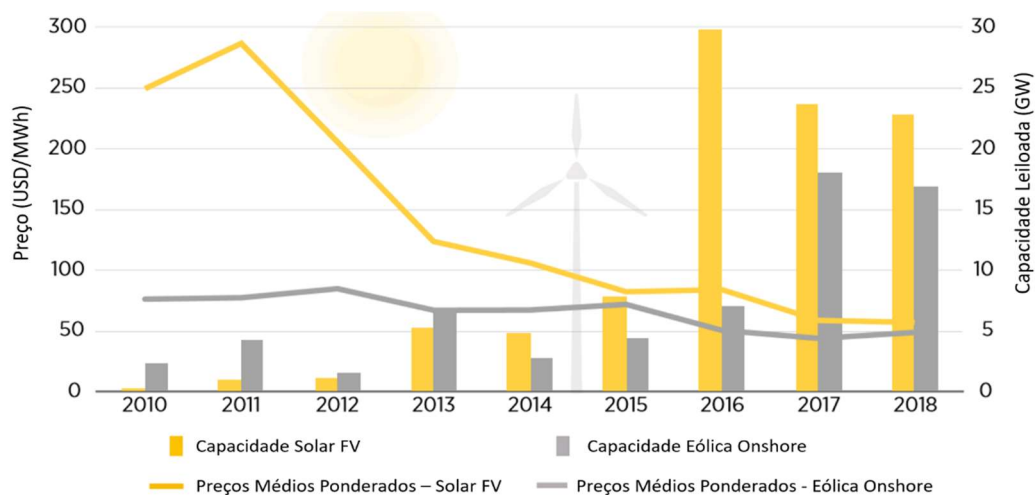


FIGURA 1 - Evolução da capacidade leiloadada e preços de usinas solares fotovoltaicas e eólicas *onshore* - Fonte: Irena (2020)[6]

Embora estes geradores possuam reduções significativas em suas ofertas nos últimos anos, conforme observado na Figura 1, os mesmos muitas vezes ainda usufruem de benefícios providos pelas políticas públicas anteriores, mesmo que essas tecnologias se tornem maturadas quando comparadas no mesmo plano com outros geradores convencionais. Destaca-se assim a importância de mecanismos de retroalimentação e controle das metas de subsídios às tecnologias, de forma que o planejamento esteja alinhado com a aspiração por parte dos consumidores e governos, evitando sobrecustos inesperados [8][9][10].

O escalonamento gerado a favor do crescimento de fontes renováveis de energia elétrica, resultado da competitividade criada através do desenvolvimento tecnológico e de incentivos, permitiu o atingimento de metas estabelecidas por governos. Por outro lado, este mesmo escalonamento revelou fraquezas existentes em desenhos de mercados, como analisado por Aldy e Stavins (2011) [11], os quais muitas das vezes requerem reformulações para adaptar a uma nova realidade.

## 2.2 Alternativas de desenho de mercado para tecnologias de baixo carbono

Neste sentido, é essencial que a abordagem de incentivos esteja em linha com o desenho de mercado construído no setor elétrico. Ao passar dos anos, diversas estruturas de incentivos foram propostas, testadas e reformuladas de forma a trazer não só seu objetivo principal, que é reduzir a emissão de gases do efeito estufa pelo setor elétrico, como também garantir a adequabilidade de suprimento e a modicidade tarifária. Dentre as propostas amplamente utilizadas em prol de políticas energéticas com foco em energia limpa, destacam-se a seguir alguns modelos mais aceitos entre acadêmicos e planejadores de sistemas. Ressalta-se que a lista não é extensiva, principalmente pelo

fato de existirem estruturas que mesclam parte de cada modelo de acordo com a estrutura e adaptação do setor elétrico em questão.

- *Feed-in Tariffs:*

As *Feed-in Tariffs* são estruturas regulatórias cujo objetivo é garantir um pagamento fixo pela energia produzida para encorajar investidores a participar do sistema, muitas vezes alinhado com garantias de prioridade de despacho e acesso prioritário à rede de transmissão. Neste caso, o planejador garante um contrato de longo prazo com o agente, o qual teria incentivos econômicos e menores riscos para investir em um projeto de baixa emissão, direcionando o desenvolvimento da indústria.

Entretanto, o efeito colateral deste mecanismo é a assimetria de informação de custos de investimento (dificultando definir qual seria o valor justo a ser pago ao investidor pela energia gerada), o qual pode ocasionar excesso de incentivos e maiores custos para o consumidor final. Esta vulnerabilidade, contudo, pode ser facilmente endereçada através de leilões, que, caso bem desenhados, podem extrair o real preço do investidor.

- *Leilões por tecnologia ou com cotas:*

Alternativamente, visando proporcionar um ambiente competitivo entre agentes, porém garantindo que uma parcela do montante necessário de expansão do sistema seja realizado através de determinada tecnologia, há a possibilidade de direcionar parte do montante de capacidade a ser contratado a uma dada fonte – o que poderá ocorrer por meio de leilões com demandas distintas para cada fonte de geração (abordagem também utilizada no Brasil) ou até mesmo por separação de cotas da demanda para um determinado tipo de fonte (neste último caso, a tecnologia beneficiada teria minimamente o montante definido, podendo ultrapassá-lo caso torne-se mais competitiva). Neste contexto, é dever do planejador dispor a demanda por novos geradores entre as tecnologias candidatas de modo a suprir as metas estabelecidas *à priori*.

- *Mercados de certificados de energia limpa:*

Embora as alternativas supracitadas sejam efetivas com relação ao incentivo às fontes renováveis não convencionais, grande parte dos riscos são repassados diretamente ao consumidor final. Neste sentido, alternativas com viés de mercado também podem ser utilizadas por reguladores e planejadores, certificando assim que possíveis incertezas pudessem ser capturadas também por investidores, principalmente em situações cuja indústria já se encontra mais consolidada.

Este é o caso de mercados de Certificados de Energia Limpa (CEL). Muitos sistemas possuem mercados para CEL [12], os quais são negociados livremente entre agentes, por preços definidos de acordo com demandas e ofertas. Estes certificados são concebidos de acordo com produção de fontes renováveis (em MWh, por exemplo), e suas demandas podem ser definidas através de metas de agentes (seja pelo lado do supridor de energia, seja pelo consumidor). Neste caso, define-se regulatoriamente metas de portfólios que devem ser cumpridas por agentes. No caso de definição pelo lado do agente gerador, este deverá cumprir com X% de seu portfólio de geração através de energia limpa, valorados através de comparação do total de geração com o seu próprio montante de CELs, que poderão ser adquiridos através do mercado ou produção própria. Alternativamente, a definição poderá ser feita pelo lado do consumidor, obrigando-o a ter X% de seu consumo suprido por meio de fontes sem emissão. Esta é a abordagem é a proposta nos mecanismos sugeridos na Consulta Pública #33 [13] conduzida pelo Ministério de Minas e Energia de 2017.

A ideia por trás é realizar uma transferência de renda de um agente a outro de forma a mudar a atratividade e custos entre os participantes do setor elétrico através de um mecanismo de mercado.

- *Taxa de emissão de carbono:*

Dado o objetivo de redução de gases de efeito estufa no setor elétrico, um mecanismo de incentivo para alcançar metas estabelecidas de participação de fontes renováveis ou até mesmo de limitação de emissão total de gases é a própria taxação da emissão. Neste caso, agentes cuja operação resulta em emissão de GEE são obrigados a realizar pagamentos pelos mesmos, resultando em maiores custos operativos – o que, sob a ótica do consumidor final, reduz a atratividade destes ativos.

Esta é uma alternativa direta que permite fornecer sinais de preços aos agentes de modo que altere suas competitividades nos mercados de energia, bem como possui simples formato para aplicação nos setores elétricos. Esta estrutura, por sua vez, permite que agentes possam aprimorar suas tecnologias de forma a reduzir (ou até mesmo zerar) as emissões de carbono, desenvolvendo equipamentos de captura de carbono em termelétricas, por exemplo. Assim como no caso das *Feed-in Tariffs* este mecanismo também não regula o montante a ser inserido de fontes renováveis no sistema. Adicionalmente, o mecanismo possui como efeitos colaterais a possibilidade de

repasse dos custos para os consumidores, no caso de geradores convencionais já contratados, além de aumento dos preços de energia no mercado de curto prazo, quando estes geradores internalizam os custos de emissão nos seus custos variáveis unitários.

Ainda que não seja uma alternativa com viés puramente de mercado, como o caso de CELs, a taxação de emissões permite que o planejador venha a guiar a expansão por meio de energia limpa através dos níveis de taxas aplicados. Regras pré-estabelecidas baseadas em metas de montantes de emissão ou expansão do parque gerador podem ser construídas de maneira a trazer previsibilidade ao mercado.

- *Benefícios fiscais, isenção de encargos, condições de financiamento, etc.*

Estas alternativas geralmente visam fornecer melhores condições aos investidores em fontes renováveis não convencionais, de modo que o custo destes ativos percebido pela sociedade seja inferior aos ativos que resultem em emissões. Existem diversos efeitos colaterais resultantes destas estruturas, como a possibilidade de transferência de custos do setor elétrico para outros setores – além das dificuldades de valorar de fato quais os custos pagos em vista de reduzir as emissões de carbono.

A definição de qual deve ser o mecanismo a ser adotado em determinado setor deverá ser acompanhado de análise do desenho do mesmo, de modo que possíveis fragilidades possam ser evitadas, o que deixaria o sistema exposto a riscos de suprimento e subsídios cruzados que, por sua vez, podem gerar sinais excessivos e maiores custos ao consumidor.

O caso brasileiro, no entanto, não possui uma estrutura direta e única utilizada para garantir o desenvolvimento de fontes de energia renovável não convencional. De maneira oposta, existem diferentes mecanismos que garantem a iniquidade do acesso a investimentos e custos. Neste contexto, distinguem-se os incentivos e subsídios por meio de Regulatórios/Setoriais, que são aqueles que envolvem diretamente questões do próprio setor elétrico, e Financeiros/Tributários, que incidem sobre outras esferas.

No caso de incentivos Regulatórios/Setoriais, podem ser citados o desconto na Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) (pelo gerador e seu consumidor) e isenção de taxas de Pesquisa e Desenvolvimento (PeD). Estes benefícios são direcionados a determinadas fontes de geração de energia, garantindo menores custos e, conseqüentemente, menores preços de energia quando comparadas com outras fontes convencionais. Da mesma forma, existem incentivos e subsídios Financeiros/Tributários que implicam em melhores condições para estes ativos. Neste contexto, pode-se destacar benefícios tributários<sup>1</sup>, os quais são obtidos, por exemplo, através de alíquotas de imposto de renda diferentes daquelas que, na prática, deveriam incidir. Este é o caso de Lucro Real e Lucro Presumido, que, devido a uma capacidade dos projetos de energia eólica e solar de modular seus tamanhos (i.e. fracionar um grande projeto em pequenos projetos iguais), investidores destes tipos de fontes conseguem capturar uma faixa de imposto de renda menor.

Neste mesmo caso, também são ressaltadas diferentes condições de financiamento através de bancos públicos (como é o caso do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – ou Banco do Nordeste do Brasil – BNB) a depender da fonte de geração de energia e da localidade. Conseqüentemente, condições de financiamento mais favoráveis permitem menores custos no acesso a capital para investidores de determinados ativos de geração, resultando em maior competitividade no mercado de energia e transferindo custos para a sociedade através da União.

### 2.3 Metodologia

Neste sentido, a alteração do mecanismo de incentivos à redução de emissão de GEE será avaliada através de um problema de programação inteira mista (MIP). Este problema tem como função objetivo minimizar o custo total de um sistema elétrico, que é composto pela soma do custo de investimento com o custo operativo esperado, e é sujeito à (i) restrições operativas, como limites técnicos de geradores, equações de balanço de energia e reservatórios, (ii) requisitos de segurança, como requisitos de reserva operativa, potência firme e energia firme, entre outras mais. Para o fim deste trabalho, a formulação do problema será simplificada, focando apenas nas parcelas que de fato serão relevantes para entendimento dos efeitos a serem observados nos resultados. Soares, Perez, Morais e Binato (2019) [14] apresentam a abertura do modelo em alto nível de detalhe.

Desta forma, apresenta-se abaixo a formulação do problema original de expansão de sistemas elétricos.

$$\text{Min} \sum_{i \in I} I_i \cdot y_i + \sum_{t \in T} \left( \sum_{j \in J} c_j \cdot g_{t,j} + c^d \cdot \delta_t \right) \quad (1)$$

<sup>1</sup> Estes benefícios podem ser observados também como ineficiência fiscal devido às regras de imposto de renda atualmente estabelecidas.

$$s. t. : Ax \geq b \quad (2)$$

A Equação 1 representa a função objetivo do problema, que pode ser lida através de duas parcelas principais: a primeira, referente ao custo de investimento em novos ativos, que representa a soma dos custos de investimento anualizado,  $I_i$ , de cada ativo  $i$  pertencente ao grupo de candidatos  $\mathcal{I}$ . Já a segunda parcela, que representa o custo de operação do sistema, é composta pela soma de todas as etapas  $t$  no grupo de etapas do estudo,  $\mathcal{T}$ , dos custos operativos unitários,  $c_j$ , de cada ativo de geração  $j$  pertencente ao grupo de agentes do sistema,  $\mathcal{J}$ , multiplicado pela respectiva geração,  $g_{t,j}$ , e, somado a isso, há também o custo de não atendimento à carga,  $c^d$ , multiplicado pela carga não atendida na determinada etapa. Já a Equação 2 representa o grupo de restrições as quais garantem a viabilidade da operação e expansão do sistema através de representações de limites técnicos, operativos e de segurança no modelo de expansão.

Portanto, nota-se que os custos de investimentos dos ativos possuem claramente um efeito considerável na decisão do modelo de expansão. Assim, a solução ótima para o sistema pode ser alterada caso a percepção dos custos pelo sistema seja diferente da original (o que pode ocorrer devido aos benefícios de encargos e tributos, por exemplo), resultando em outra ordem de atratividade entre os agentes candidatos. Logo, ao introduzir mecanismos de subsídios e incentivos às fontes de energia, a parcela de custo de investimento anualizado será diferente, conforme apontado no problema abaixo.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{i \in \mathcal{I}} I_i^* \cdot x_i + \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{j \in \mathcal{J}} c_j \cdot g_{t,j} + c^d \cdot \delta_t \right) \\ \text{s. t. : } & Ax \geq b \end{aligned} \quad (3)$$

Neste problema, a função objetivo, definida pela Equação 3, contém um elemento distinto do original, que representa o custo de investimento anualizado com subsídios,  $I_i^*$ . Este, por sua vez, contemplará todos os incentivos e subsídios referentes ao candidato à expansão, sejam eles internos ou externos ao setor elétrico, reduzindo assim seu custo e aumentando sua competitividade. Conforme pode-se observar, este custo de investimento deverá contemplar todas as questões que envolvem a implantação de projetos, incluindo custos de financiamentos, impostos, encargos entre outros. Neste caso, o preço já observado pelo mercado impossibilita distinguir quais custos são aportados por cada mecanismo, sendo observado pelo sistema unicamente um custo final contemplando a expansão ótima com base nos mesmos.

Alternativamente, o mecanismo de taxa de emissão de carbono altera a função objetivo apresentada na Equação 1, acrescentando um termo explícito referente ao pagamento pelo custo do carbono para cada unidade emitida. Assim, apresenta-se o problema abaixo, o qual contém uma última parcela somada ao custo de operação do sistema.

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{i \in \mathcal{I}} I_i \cdot x_i + \sum_{t \in \mathcal{T}} \left( \sum_{j \in \mathcal{J}} c_j \cdot g_{t,j} + c^d \cdot \delta_t + c^{CO_2} \cdot e_{t,j} \right) \\ \text{s. t. : } & Ax \geq b \end{aligned} \quad (4)$$

A Equação 4 contém, além das outras variáveis já descritas, o custo por unidade de CO<sub>2</sub> emitido,  $c^{CO_2}$ , e a emissão de cada agente individualmente,  $e_{t,j}$ . Assim, caso a solução do problema seja operar ativos que rejeitem gases poluentes, haverá um custo superior a ser pago – indicando que esta fonte de geração é mais custosa do que antes observado. Ainda, destaca-se que os custos de investimento anualizado dos projetos são considerados no mesmo plano, sem quaisquer subsídios. Nota-se, no entanto, que o cálculo do custo relativo à política de energia limpa não pode ser calculado diretamente através da parcela  $c^{CO_2} \cdot e_{t,j}$ , tendo em vista que o resultado do modelo de otimização poderá definir maior expansão de usinas renováveis em prol de reduzir o despacho termelétrico e, consequentemente, os custos de emissão do sistema.

## 2.4 Premissas

Dado que o foco deste estudo é apresentar a equivalência entre subsídios fornecidos às fontes renováveis não-convencionais ainda não consolidadas e mecanismos de taxação de emissão de carbono, foram considerados apenas alguns candidatos à expansão – evitando alavancar outras questões fora do escopo deste artigo. Portanto, utilizou-se os seguintes custos das fontes de geração de energia.

TABELA 1 – Comparação de custos de investimento (CAPEX) e de operação anual (OPEX) – Fonte: PSR

Usina	CAPEX (R\$/kWinst)	OPEX (R\$/kWano)
Solar Fotovoltaica	2 717	35
Eólica	3 616	85
Térmica	2 100	50

Ainda, para a avaliação do sistema em questão, considerou-se o sistema elétrico brasileiro contendo uma demanda energética média anual aproximadamente igual a duas vezes a demanda observada em 2019, logo 161 GW de ponta e 1,034 TWh de consumo. Assim, o modelo de expansão do sistema deverá expandir o sistema elétrico brasileiro levando em consideração os recursos já existentes e a nova necessidade.

Por fim, as simulações apresentadas neste documento contemplam variabilidade da produção hidrelétrica através de cenários de vazões, da produção renovável horária, através de cenários de irradiância e velocidade de vento, conforme desenvolvido em Dias, Machado, Soares e Garcia (2020) [15], co-otimização de energia e reserva, variáveis de *unit commitment* e câmbio de 5 BRL/USD. Com relação aos valores de subsídios, foram utilizados os dados de desconto de TUST, taxa de PeD, custos de financiamento e custos relativos a imposto de renda iguais aos fornecidos por Instituto Escolhas (2018) [1].

### 3.0 RESULTADOS

A fim de avaliar o impacto da introdução de mecanismos de taxação de emissão de carbono, foram considerados diferentes preços por unidade de emissão (medido em USD/tCO<sub>2</sub> por facilidade com comparações internacionais). Assim, para cada preço por unidade de carbono emitido, foram realizadas simulações da obtenção da expansão ótima do sistema considerando os custos de investimento anualizados conforme já apresentados. Logo, a FIGURA 2 apresenta o percentual de fontes termelétricas e renováveis (solares e eólicas) que compõe a matriz de expansão do sistema brasileiro para a configuração analisada, ou seja, apenas a oferta construída a partir de 2025.

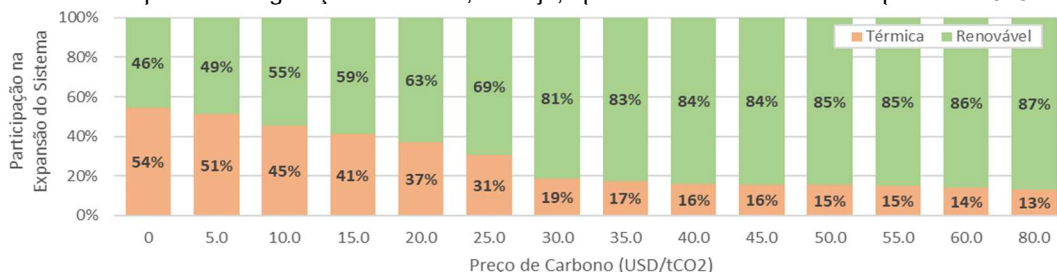


FIGURA 2 - Expansão do sistema de geração para cada custo de emissão de carbono

Ao considerar a taxa de emissão de carbono igual a 5 USD/tCO<sub>2</sub>, a expansão da matriz esperada tende a ser 51% voltada a termelétricas e 49% voltada a renováveis. Ao considerar um aumento da taxa de emissão para 30 USD/tCO<sub>2</sub>, espera-se uma expansão do parque gerador de aproximadamente 81% através de fontes renováveis, complementadas por 19% de fontes termelétricas. Nota-se, no entanto, que embora ainda sejam mantidas as usinas termelétricas na expansão do sistema, os níveis de emissão de CO<sub>2</sub> tendem a ser inferiores à medida que ocorre o aumento da taxa de emissão, dada a redução da competitividade na provisão de energia no planejamento da operação.

Conforme esperado, é notável o efeito de aumento competitividade e consequentemente da participação de fontes renováveis à medida que se aumenta o custo por emissão de carbono, indicando assim a consistência no mecanismo proposto. Com base neste resultado é possível construir políticas para direcionar a transição energética de sistemas elétricos. Assim, baseado em uma meta de participação de fontes renováveis na expansão da matriz de geração do sistema definida a priori, os custos de emissão poderão ser ajustados de forma a atingir esta meta.

Ainda, dentre as fragilidades existentes do mecanismo atualmente adotado no sistema brasileiro, a inexistência de um mecanismo de feedback torna-o ineficaz ao utilizá-lo como um guia para a expansão renovável. No caso da metodologia abordada neste artigo, caso as premissas utilizadas pelo planejador do sistema para custos de investimento de candidatos estejam defasadas do mercado, será observada uma evolução do sistema (em termos de participação total da expansão) diferente daquela esperada (por exemplo, caso o planejador tenha considerado em seus estudos custos inferiores para fontes eólicas e solares fotovoltaicas ao que é de fato utilizado pelo mercado, a participação de fontes renováveis na expansão do sistema será inferior àquela esperada, indicando que há necessidade de ajustar o preço do carbono para atingir a participação desejada sobre expansão). Desta forma, é possível adaptar os custos de emissão para atingir novamente a meta estabelecida – a qual deverá ser clara aos agentes para que possa trazer a previsibilidade necessária. Ainda, no contexto de evolução tecnológica, o aumento natural da competitividade de fontes renováveis devido à redução de custos de investimento, resultando em menor necessidade de introdução de políticas energéticas, poderá ser capturado por meio de ajuste nos custos de emissão (de modo análogo ao exemplo exposto acima, sendo que agora visando reduzir o custo de emissão).

A fim de comparar esta estrutura com os resultados atuais no setor elétrico brasileiro, é necessário estimar quais os subsídios e incentivos capturados por usinas renováveis para que os mesmos sejam comparados com as simulações

apresentadas acima. De acordo com o Instituto Escolhas (2018) [1], as rubricas as quais usinas renováveis possuem algum incentivo ou subsídios são apresentadas através da Tabela 2.

TABELA 2 – Premissas de subsídios e incentivos - Fonte: Instituto Escolhas		
Rubrica	Eólica (R\$/MWh)	Solar Fotovoltaica (R\$/MWh)
Isonção do ICMS	9.0	13.6
Regime Fiscal	18.5	44.7
50% TUST	18.5	29.5
Isonção da Taxa de PeD	1.6	2.7
Financiamento - BNB	-	54.5

Embora o desconto na TUST do lado do gerador seja representado explicitamente neste exercício, o custo dos ativos de geração também leva em consideração 2 anos de venda de contratos no mercado livre incentivado como uma estratégia do empreendedor – o que também fornece uma parcela de desconto pelo lado do consumidor. Este desconto não foi considerado no exercício e, com isso, tornando-o um limite inferior dos resultados apresentados.

Com isso, foram simulados dois novos casos, o primeiro considerando todos os incentivos existentes para estes empreendimentos (Caso “Atual”) e o segundo mantendo todos os incentivos e subsídios excetuando a parcela de desconto da Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão do lado do gerador (Caso “Sem desc. TUST”). É importante destacar que estas simulações alteram os custos de investimento anualizados dos candidatos à expansão, logo, sendo similar ao problema de otimização indicado na Equação 2.

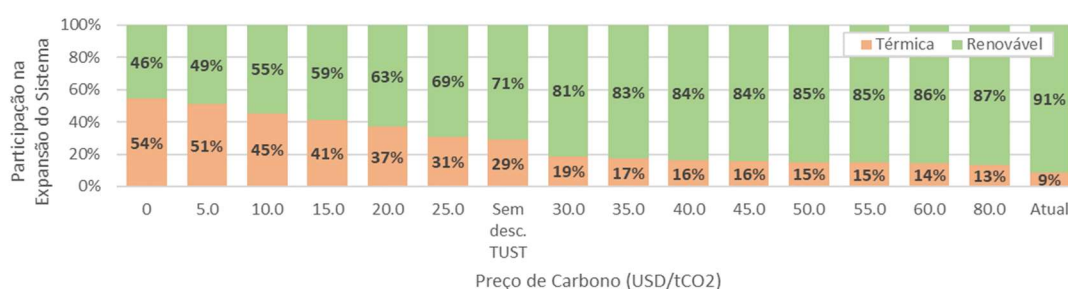


FIGURA 3 - Comparação da expansão do sistema de geração para cada custo de emissão de carbono e caso atual

Através da FIGURA 3 é possível observar que a soma de todos os subsídios e incentivos existentes para fontes renováveis de energia (representada pela coluna “Atual”) garantem condições mais favoráveis às fontes renováveis do que taxas de emissão de carbono de 80 USD/tCO<sub>2</sub>. Além disso, ao retirar a parcela referente ao desconto na TUST (representada pela coluna “Sem desc. TUST”), os incentivos e subsídios atuais já seriam equivalentes a uma política de taxa de carbono no valor de aproximadamente 25 USD/tCO<sub>2</sub>. Isto significa que, neste exercício, o incentivo da TUST é equivalente a uma taxa de carbono de cerca de 55 USD/tCO<sub>2</sub> e que os demais subsídios são equivalentes a uma taxa de carbono de cerca de 25 USD/tCO<sub>2</sub>. É importante destacar, entretanto, que esta análise não é linear e dependerá da comparação endereçada.

A FIGURA 4 apresenta a emissão anual de tCO<sub>2</sub> resultantes da operação sistêmica para cada caso analisado.

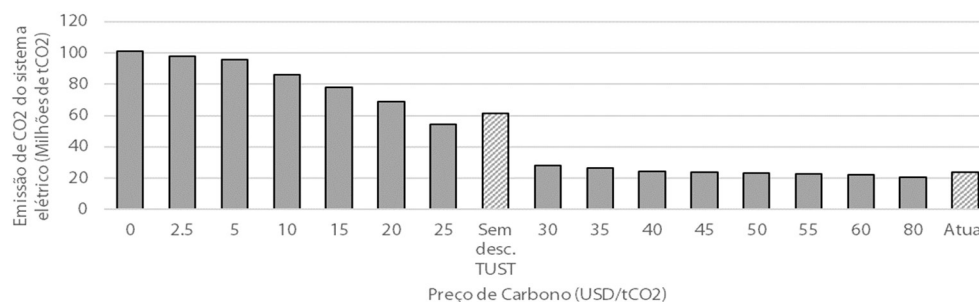


FIGURA 4 - Emissão de CO<sub>2</sub> para cada expansão do parque gerador para cada custo de emissão



Através dos resultados de emissão de  $\text{tCO}_2$  é possível avaliar o efeito da política energética através do total de emissão de carbono. Conforme esperado, o aumento do custo da emissão de carbono implica diretamente na redução gradativa do montante emitido através do setor elétrico até um determinado nível. Nota-se que o custo de 25 USD/ $\text{tCO}_2$  reduz em aproximadamente 46% o montante total de emissões. Outro efeito importante observado é a estagnação das emissões em aproximadamente 20 milhões de  $\text{tCO}_2$  após 30 USD/ $\text{tCO}_2$  – o que ocorre devido a dois motivos principais: (i) geração mínima termelétrica e (ii) mínimo de operação termelétrica para atendimento dos requisitos sistêmicos (que ocorrem, por exemplo, devido à complementariedade em cenários extremamente secos). Dada a taxa direta de emissões, a operação sistêmica observa custos variáveis mais elevados para fontes que resultem em emissão de GEE, evitando assim sua utilização frequente e, por consequência, menores emissões, diferentemente de políticas que afetem unicamente o custo de investimento dos projetos.

Por fim, para valorar o montante total custeado pelos consumidores de energia elétrica em prol de políticas energéticas de baixa emissão de carbono, compara-se o custo total do sistema (ou seja, a soma de investimento e operação) para os casos em análise. Neste caso, apresenta-se o acréscimo de custo total do caso frente à simulação sem taxação de carbono para outros casos com taxas de carbono – cujo custo total é de 12.9 MMUSD/ano ou 12.2 USD/MWh de consumo.

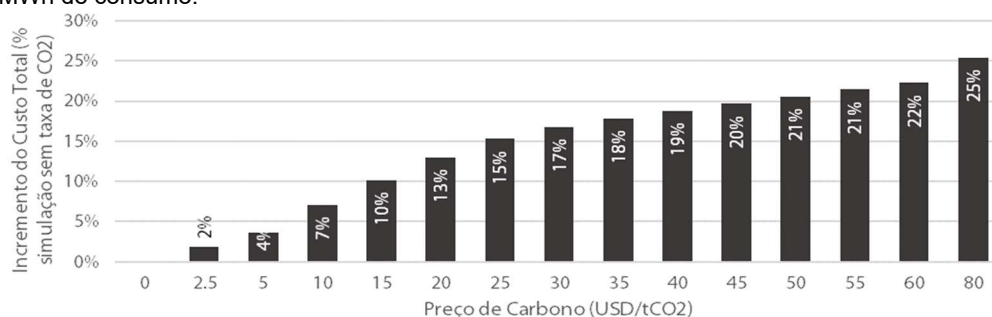


FIGURA 5 - Custos extras devido à política de taxa de emissão de carbono

Nota-se também que a partir de 30 USD/ $\text{tCO}_2$  a expansão da matriz energética e a emissão de gases não sofrem variações significativas, contudo há o aumento do custo total pago pelo consumidor de energia – indicando assim um outro possível *trade-off* entre custo total e efeito sobre o setor elétrico.

#### 4.0 CONCLUSÃO

A estruturação de políticas energéticas em prol de matrizes de geração de energia elétrica ambientalmente sustentáveis tem se mostrado formas efetivas para o desenvolvimento de tecnologias de geração de energia limpa. Contudo, estas mesmas políticas podem acabar ficando defasadas da evolução tecnológica, resultando em custos acima do esperado, além de não serem as mais eficazes em reduzir a emissão de GEE.

O caso brasileiro se mostrou um bom exemplo para esta análise. Ao comparar a estrutura de incentivos e subsídios atualmente adotada com a estrutura de taxas de emissão de carbono, nota-se que a primeira possui custos extremamente elevados. Comparando a expansão do sistema através das duas abordagens, a estrutura atual de incentivos implícitos às renováveis é equivalente a custos explícitos de taxação de carbono de superiores a 80 USD/ $\text{tCO}_2$ , sendo 55 USD/ $\text{tCO}_2$  devido ao incentivo da TUST e 25 USD/ $\text{tCO}_2$  aos demais incentivos, e ainda assim não é capaz de reduzir da mesma forma comparada com uma política energética de taxação da emissão de gases. Por fim, a metodologia apresentada neste artigo também permitiu valorar o custo adicional da inserção da taxa de carbono. Este resultado indicou que para valores acima de 30 USD/ $\text{tCO}_2$ , os efeitos sobre emissão e expansão do parque gerador tornam-se marginais, ao contrário do custo arcado pelo consumidor de energia elétrica.

#### 5.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] Instituto Escolhas, PSR, HPPA. "Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?" (2018). Sumário Executivo disponível em: [https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2018/11/Quais\\_os\\_reais\\_custos\\_e\\_benef%C3%ADcios\\_das\\_fontes\\_de\\_gera%C3%A7%C3%A3o\\_el%C3%A9trica\\_no\\_brasil-SUM%C3%81RIO-EXECUTIVO.pdf](https://www.escolhas.org/wp-content/uploads/2018/11/Quais_os_reais_custos_e_benef%C3%ADcios_das_fontes_de_gera%C3%A7%C3%A3o_el%C3%A9trica_no_brasil-SUM%C3%81RIO-EXECUTIVO.pdf) (Acesso: 23 de Setembro de 2021)
- [2] Goulder, Lawrence H., and Andrew R. Schein. "Carbon taxes versus cap and trade: a critical review." *Climate Change Economics* 4.03 (2013): 1350010.
- [3] Van Kooten, G. Cornelis, Rachel Lynch, and Jon Duan. Carbon Taxes and Feed-in Tariffs: Using Screening Curves and Load Duration to Determine the Optimal Mix of Generation Assets. No. 1778-2016-141742. 2016.
- [4] International Energy Agency, IEA, <http://www.iea.org/statistics>. Acesso em: 23 de Setembro de 2021



- [5] European Environment Agency, EEA, Renewable energy in Europe-2018. Recent growth and knock-on effects. (2018)
- [6] International Renewable Energy Agency (2020). Projects Costs of Generating Electricity.
- [7] International Renewable Energy Agency (2019). Renewable energy auctions: Status and trends beyond price. ISBN 978-92-9260-190-4.
- [8] BuShehri, Mahmoud AM, and Michael K. Wohlgenant. "Measuring the welfare effects of reducing a subsidy on a commodity using micro-models: An application to Kuwait's residential demand for electricity." *Energy Economics* 34.2 (2012): 419-425.
- [9] Gelan, Ayele U. "Kuwait's energy subsidy reduction: Examining economic and CO2 emission effects with or without compensation." *Energy Economics* 71 (2018): 186-200.
- [10] Wang, Xiaolei, and Boqiang Lin. "Electricity subsidy reform in China." *Energy & Environment* 28.3 (2017): 245-262.
- [11] Aldy, Joseph E., and Robert N. Stavins. "The promise and problems of pricing carbon: Theory and experience." *The Journal of Environment & Development* 21.2 (2012): 152-180.
- [12] Sustainability RoundTable, Inc., International Market for Renewable Energy Certificates (RECs) (2012).
- [13] Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia nº 33/2017
- [14] Soares, Alessandro, et al. "Addressing the time-varying dynamic probabilistic reserve sizing method on generation and transmission investment planning decisions." *arXiv preprint arXiv:1910.00454* (2019).
- [15] Dias, Julio Alberto, et al. "Modeling Multiscale Variable Renewable Energy and Inflow Scenarios in Very Large Regions with Nonparametric Bayesian Networks." *arXiv preprint arXiv:2003.04855* (2020).

## DADOS BIOGRÁFICOS



Graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, mestrando em Engenharia Elétrica com foco em Métodos de Apoio à Decisão pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Profissionalmente, atuou na empresa Bolognesi Energia em 2015 na implantação de usinas termelétricas. No período de 2016 até 2021, tornou-se consultor na empresa PSR Soluções Consultoria em Energia, em que esteve à frente de estudos voltados a planejamento energético e análise de risco. Atualmente é Coordenador de Portfólio na empresa Omega Energia, liderando estudos com enfoque na tomada de decisão da empresa.

(2) **BERNARDO VIEIRA BEZERRA**  
Possui graduação em Engenharia Elétrica e Industrial, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Ingressou na PSR em 2004, onde foi Diretor Técnico e liderou projetos nas seguintes áreas: estudos integrados de planejamento de eletricidade e gás; leilões de energia; gerenciamento de riscos; avaliação regulatória e apoio aos investidores. Foi consultor de instituições multilaterais, com experiência em mais de vinte países. Atualmente é Diretor de Produtos, Inovação e Regulação na Omega Energia e membro da IEEE Power Engineering Society. É autor e co-autor de 2 capítulos em livros e mais de 40 artigos publicados em periódicos e conferências locais/internacionais.