

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

Exmo. Sr. Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior
Ministro de Estado
Esplanada dos Ministérios, Bloco “U”, 8º andar
70065-900 - Brasília - DF

Ref.: Contribuição para Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021

Exmo. Senhor Bento de Albuquerque, Ministro de Minas e Energia

A Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica, que congrega mais de 100 empresas da Indústria de Energia Eólica no Brasil, tendo como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa cadeia em ambiente nacional, vem respeitosamente apresentar por meio desta carta, os principais pontos de contribuição respectivos a Consulta Pública Nº 118 - Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021. Os pontos apresentados na presente carta são provenientes de um estudo realizado pela consultoria PSR e debates com um Grupo de Trabalho (GT) da ABEEólica, objetivando a discussão sobre as diretrizes para a valoração dos atributos e benefícios ambientais da fonte eólica no setor elétrico.

O estudo realizado teve como objetivo subsidiar o posicionamento da ABEEólica em relação à valoração de benefícios ambientais no Brasil, em específico a luz da lei 14.120/2021. O estudo buscou analisar elementos de desenho de um mecanismo – dentre distintas opções selecionadas - que vão além da definição das diretrizes específicas, constituindo em uma contribuição a este Ministério que vai além do escopo da Consulta Pública, ainda que se alinhe bastante com as diretrizes por ela apresentadas.

O escopo do estudo concentrou-se em: (i) *Revisão de experiências internacionais*; (ii) *Status do mercado de benefícios ambientais no Brasil e análise do seu desenvolvimento*; (iii) *Avaliação de alternativas para implementação de um mecanismo no Brasil*; e (iv) *Avaliação de impactos da precificação de emissões nos preços de energia elétrica*.

A atividade (i) apresentou uma revisão aprofundada nos mecanismos existentes com base nas experiências de mercados internacionais (e.g. Canadá, Suécia, México e Noruega). Nesta atividade, foram aprofundados de forma descritiva, os mecanismos de *imposto sobre emissões*, *sistema de comercialização de emissões* e *certificados de energia limpa*. A atividade detalhou como ocorre a operacionalização destes mecanismos no contexto internacional e quais suas especificidades conjunturais nos diferentes mercados.

A atividade (ii) aprofundou-se no mercado de benefícios ambientais no Brasil e as iniciativas existentes, desde a própria Lei 14.120/2021 até os mecanismos vigentes, considerando assim iniciativas de caráter mandatório e voluntário. Dentre estas iniciativas em vigor analisadas estão: *Desconto na TUST/TUSD*, *RenovaBio*, *I-REC*, *REC Brazil* e *Mecanismo de Desenvolvimento Limpo*. Ademais, foram também avaliadas propostas legislativas relacionadas ao mercado de carbono e o estabelecimento de suas metas (e.g. PL 528/2021, PL 290/2020, PL 1539/2020 e Decreto 10.846/2021). A análise das propostas legislativas teve o caráter de embasamento contextual, ao observar a proposta da Lei 14.120/2021.

Já a atividade (iii) apresenta uma análise qualitativa sobre a avaliação dos principais mecanismos, considerando sua eficácia, objetividade, abrangência setorial e baixos custos de transação para sua implementação. Deste modo, foram considerados os principais elementos do desenho (certificados de emissões e certificados de energia limpa), delimitando características, diferenças e *trade offs* de modelos. Também são apresentados detalhes sobre governança e atribuições institucionais, considerando questões ligadas a sistema de registro e plataformas de comercialização. Além disso, ainda na atividade (iii), apresenta-se uma análise regulatória, em relação a interação com as políticas setoriais vigentes. Dentre as políticas setoriais vigentes analisadas estão: PROINFA; Desconto TUST/TUSD; REIDI; Leilões Regulados por fonte; Net-metering para MMD; Subsídios ao carvão; Programa TEJ; CCC; Isenção PIS/COFINS para UTEs do PPT e GNL; Isenção P&D; e PLD e encargos. Além disso, são avaliadas questões relacionadas aos impactos ao consumidor e consequência no aumento de custos ao adotar os mecanismos propostos.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Por outro lado, a atividade (iv) apresenta a realização de um exercício quantitativo, a partir de uma simulação da expansão e operação, baseados em cenários de referência evidenciando resultados associados a implementação dos mecanismos propostos e seu impacto em relação a expansão das fontes renováveis no sistema elétrico.

Avaliação de impactos da precificação de emissões nos preços de energia elétrica.

Baseado nas atividades realizadas neste estudo, a ABEEólica apoia a constituição de um mercado brasileiro de carbono desde que envolva múltiplos setores. Já o mercado de certificados de energia renovável se apresenta como uma opção para valorizar diretamente as fontes renováveis e não onerar o Setor Elétrico Brasileiro e, por consequência, o custo da eletricidade e a competitividade de nossa indústria. O estudo em referência também pode fornecer elementos importantes para implementação de um mecanismo que fomente o mercado voluntário já existente ou a constituição de um mercado regulado desses certificados.

Nesse sentido, e visando contribuir para as discussões, a ABEEólica apresenta as considerações abaixo:

- É mandatório iniciar qualquer mecanismo de Sistema de Comércio de Emissões de forma intersetorial, isto é, com a participação de outros setores da economia. Esse ponto torna-se relevante na medida em que, como se sabe, a participação do setor elétrico nas emissões totais do Brasil é extremamente baixa, tornando-o uma potencial alavanca para o desenvolvimento de mercados capazes de trazer a sinalização econômica adequada à redução das emissões nos demais setores econômicos do país. A necessidade fundamental de envolver outros setores da economia (não apenas o setor elétrico) para a implementação desse mecanismo é para que as metas a serem impostas não recaiam apenas sobre os geradores de energia elétrica que emitem poluentes, devendo recair obrigatoriamente sobre todos os setores/agentes intensivos em emissões de GEE (efetivamente responsáveis pelas emissões). Todos os setores “carbono intensivos” devem ser envolvidos para a implementação do mecanismo.
- Outrossim, considerando que o setor elétrico brasileiro possui relevante participação de energias renováveis e, portanto, baixa emissão de GEE, o setor possui a característica de ser grande “ofertante” dos créditos de carbono (permissões de emissão), o que impactaria em uma baixa no preço do certificado. Portanto, o escopo multisetorial deve ser apoiado, sendo essencial a existência de mais de um setor (além do setor elétrico) para concretizar a implementação e viabilidade desse mercado.
- É relevante ressaltar que a NDC brasileira possui meta absoluta com base nas emissões de 2005. Portanto, metas efetivas em emissões de carbono devem ser buscadas.
- O detalhamento das metas por fases é de difícil definição, dada a possível entrada de diferentes setores ao longo do programa. Assim, deve ser escopo de estudos mais específicos, considerando as emissões no ciclo de vida das fontes. Estes estudos devem ser iniciados prontamente devido seu aprofundamento e tempo de realização para que seja viável a precisão da análise de mensuração pelo ciclo de vida do projeto.
- Em relação a alocação de permissões, é razoável evitar o fator de *carbono leakage*. As alocações gratuitas podem ser realizadas através de *Grandparenting* (histórico de emissões) ou *Benchmarking* (padrões de desempenho do setor/produto).
- Receitas dos leilões de permissão podem ser destinadas à eficiência energética, mitigação dos aumentos de preços e atividades que se relacionam com a finalidade da política pública de descarbonização.
- Complementarmente, por meio do mecanismo de RECs, o estabelecimento de metas compatíveis com o PDE poderia evitar custos relevantes para os consumidores, viabilizando permissões adicionais ao previsto pelo planejamento intersetorial
- Os agentes regulados do Sistema de Comércio de Emissões deverão atender suas metas com ações próprias que reduzam suas emissões, adquirindo permissões de outros agentes ou usando offsets de RECs, sem qualquer restrição de percentual. Ressalta-se que, a fim de evitar o risco de dupla contagem, o uso de offsets deve levar em conta os custos adicionais de fiscalização, regulação e transação.
- Em relação à governança, a criação de comitês interministeriais para gerar sinergia entre os setores regulados e comitês com participação de agentes regulados poderão colaborar com o avanço da discussão.
- Ademais, a interação com a CCEE para utilização de dados de geração, como já realizado na obtenção de RECs, é importante para reduzir custos administrativos e estabelecer uma plataforma para o comércio de carbono (e.g. atuação da B3 na RenovaBio). Adicionalmente, um mercado regulado de certificados de energia renovável pode ser uma opção adequada, uma vez que o Brasil já possui a comercialização de RECs de forma voluntária reconhecidos internacionalmente, e o regulado seria considerado para valorizar diretamente as fontes renováveis que perderem o direito ao desconto no fio (TUST/TUSD). Já um mercado de carbono deve considerar múltiplos-setores e o alinhamento entre comitês interministeriais.
- Em relação ao prazo de implementação, sugerimos que o prazo de implementação seja de 12 meses a partir da publicação das diretrizes finais. Tal sugestão encontra-se em conformidade com o disposto *no PL 414/2021* (antigo PL 232).



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- Sugerimos que após a publicação das diretrizes, seja aberta uma nova Consulta Pública específica para a discussão de formas de precificação, mensuração, metas e prazos.
- Por fim, o conteúdo do estudo apresentado nesta contribuição pode ser importante para o desenho detalhado do mecanismo a ser escolhido por este Ministério, considerando o custo-benefício das opções e o atendimento do objetivo que se propõe.

Certos de contarmos com a vossa habitual atenção, acreditamos que as contribuições possam colaborar em prol o desenvolvimento do setor elétrico e os demais setores envolvidos, considerando o futuro de um país com uma matriz elétrica renovável, diversificada e com fontes competitivas

Atenciosamente

ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica

Anexos

Anexo 1 – Estudo: Mecanismos para Valoração de Benefícios Ambientais – Atividade I e II

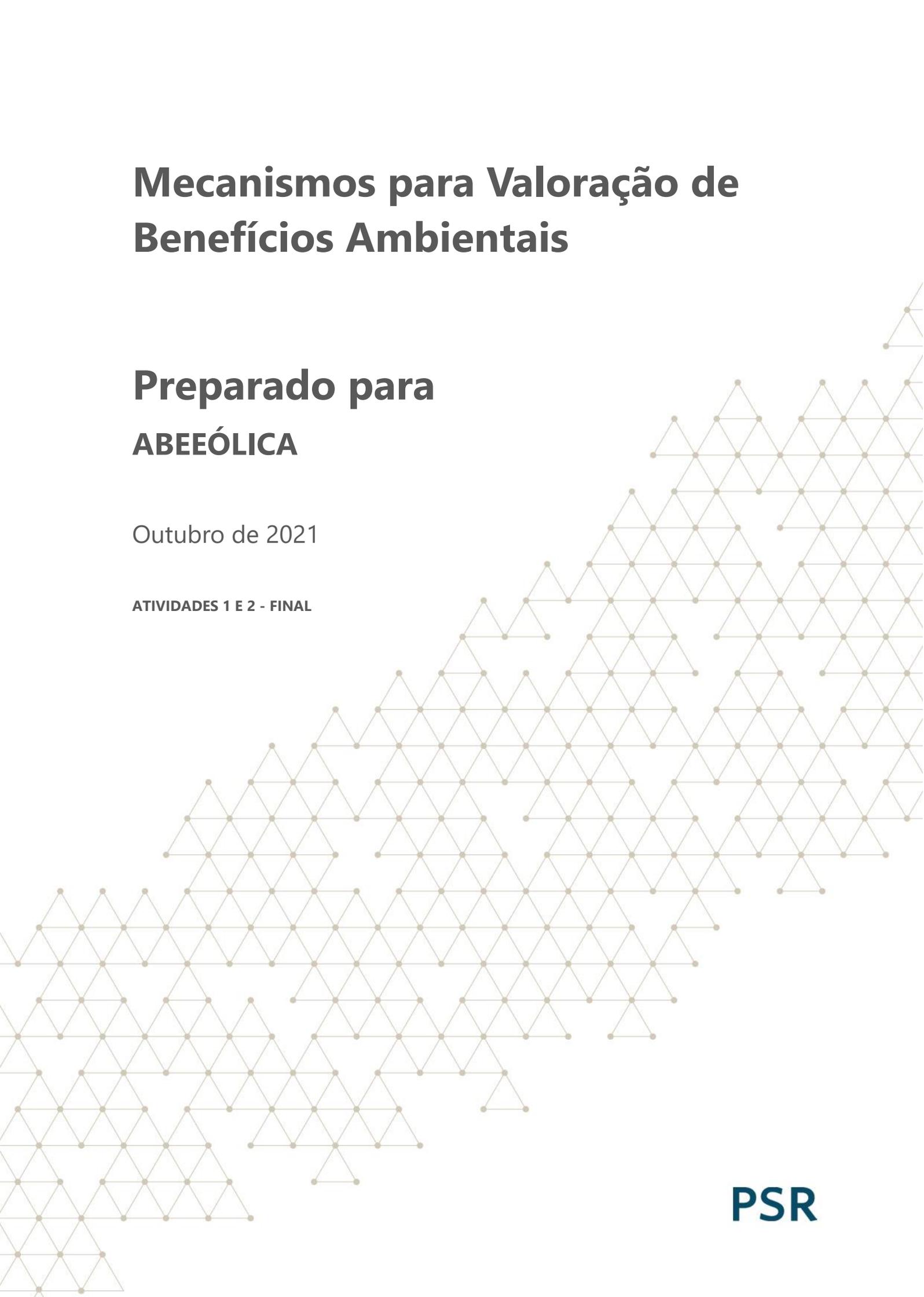
Anexo 2 – Estudo: Mecanismos para Valoração de Benefícios Ambientais – Atividade III e IV

Mecanismos para Valoração de Benefícios Ambientais

Preparado para ABEEÓLICA

Outubro de 2021

ATIVIDADES 1 E 2 - FINAL



PSR

Sumário

Definições	7
Glossário	9
1 Sumário executivo.....	13
1.1 Discussão teórica	13
1.2 Experiência internacional	13
1.3 Status atual do mercado no Brasil.....	15
1.4 Propostas legislativas.....	17
1.5 Estrutura do relatório	18
2 Discussão conceitual	19
2.1 Externalidades e direitos de propriedade	19
2.2 Os mecanismos utilizados para a redução de emissões de GEE.....	20
2.2.1 Imposições legais.....	20
2.2.2 Imposto sobre emissões	21
2.2.3 Comercialização de emissões com metas absolutas – <i>cap and trade</i>	22
2.2.4 Certificados de energia limpa	25
2.2.5 Subsídios e/ou metas para adoção de energia limpa.....	26
2.3 Outros conceitos relevantes.....	26
2.3.1 Créditos de compensação	26
2.3.2 Custo marginal de abatimento	27
2.3.3 Fuga de emissões.....	28
2.3.4 Metas relativas vs. metas absolutas.....	28
2.3.5 Escopos 1, 2 e 3	30
3 Experiência Internacional	32
3.1 Mecanismo híbrido: impostos sobre emissões ou <i>cap and trade</i>	32
3.1.1 Canadá	32
3.2 Impostos sobre emissões.....	35
3.2.1 British Columbia (Canadá)	35
3.2.2 Europa.....	37



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

3.2.3 Suécia.....	38
3.3 Mercado de carbono - cap and trade	40
3.3.1 Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia.....	40
3.3.2 Iniciativa Regional de Gases de Efeito Estufa (Estados Unidos)	46
3.3.3 Califórnia.....	48
3.4 Certificados de Energia Limpa	52
3.4.1 Iniciativa conjunta da Suécia e Noruega.....	52
3.4.2 México	56
3.5 Sumário.....	58
4 Iniciativas do mercado brasileiro	61
4.1 Incentivos via desconto nas tarifas de uso da rede.....	62
4.2 RenovaBio	66
4.3 I-REC e REC Brazil	68
4.3.1 O projeto PMR	71
4.4 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo	73
4.5 Outras iniciativas no Brasil.....	78
5 Propostas legislativas	80
5.1 Projeto de Lei n.º 528/2021 - Mercado Brasileiro de Reduções de Carbono.....	80
5.2 Projeto de Lei n.º 290/2020 – Créditos de Carbono no Setor Elétrico.....	80
5.3 Projeto de Lei n.º 1.539/2021 – Revisão das metas	81
5.4 Decreto n.º 10.846/2021 – Programa Nacional de Crescimento Verde.....	82



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

DEFINIÇÕES

ACL	O <i>Ambiente de Contratação Livre</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e consumidores livres, especiais e comercializadores.
ACR	O <i>Ambiente de Contratação Regulada</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras.
AND	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Autoridade Nacional Designada</i> .
ANEEL	A <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> é a agência reguladora para energia elétrica no Brasil.
CE	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Conselho Executivo</i> .
CIMGC	Abreviatura de <i>Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima</i> .
CCEE	A <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> é a organização encarregada da contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo de energia elétrica e da organização dos leilões de energia.
CNPE	O <i>Conselho Nacional de Política Energética</i> , presidido pelo Ministro de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.
CVU	Abreviatura de <i>Custo Variável Unitário</i> de operação.
DCP	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Documento de Concepção do Projeto</i> .
EOD	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Entidade Operacional Designada</i> .
EPE	A <i>Empresa de Pesquisa Energética</i> é uma empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos para o MME.
EU ETS	<i>European Union Emissions Trading System</i> , o sistema de comércio de emissões vigente na União Europeia.
GEE	Abreviatura de <i>Gases de Efeito Estufa</i> .
MDL	Abreviatura de <i>Mecanismo de Desenvolvimento Limpo</i> .
MME	O <i>Ministério de Minas e Energia</i> coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a Garantia Física das usinas.
NDC	Abreviatura de <i>Nationally Disclosed Contribution</i> .
ONS	O <i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i> é a entidade responsável pela operação e pelo despacho do sistema.
PLD	O <i>Preço de Liquidação de Diferenças</i> é o preço de curto prazo calculado pela CCEE para hora do dia seguinte e cada submercado, com o mesmo <i>software</i> que o ONS usa para o planejamento da programação da operação.
PNMC	Abreviatura de <i>Política Nacional sobre Mudança do Clima</i> .
RCE	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Reduções Certificadas de Emissões</i> .
RGGI	<i>Regional Greenhouse Gas Initiative</i> , o sistema de comércio de emissões vigente em alguns estados dos Estados Unidos.
SCE	Abreviatura para <i>Sistema de Comercialização de Emissões</i> .
SIN	Abreviatura de <i>Sistema Interligado Nacional</i> .



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- TUSD *A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição* é uma tarifa paga por geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de distribuição.
- TUST *A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* é uma tarifa paga por todos os geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de transmissão.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GLOSSÁRIO¹

Adicionalidade	Este princípio implica que um projeto deve induzir reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do mesmo, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação de mudanças climáticas.
Alocação de permissões	Em um SCE, é a forma que as permissões são distribuídas – repartidas – entre os agentes regulados.
Aposentadoria de permissões (<i>Retiring</i>)	O cancelamento voluntário, por parte de um agente, de permissões de emissões em um SCE – sem utilizá-las para cumprir com suas metas individuais no mecanismo. Em geral, isto diminui o número de permissões em circulação, eleva a meta de redução de emissões associada e pressiona os preços para cima.
<i>Benchmarks</i>	São indicadores de performance para certo produto ou atividade que podem ser utilizados para confrontar a performance individual com aquela de outros agentes do mesmo setor ou que desempenham a mesma atividade. Em um SCE, <i>benchmarks</i> são utilizados para determinar a alocação gratuita de permissões.
Cancelamento de permissões (<i>Surrendering</i>)	Em um SCE, as permissões de emissões são criadas com a finalidade de serem canceladas. O cancelamento pode ser ao fim de um período de controle, pelo agente que busca cumprir com suas obrigações no mecanismo, ou voluntariamente (também chamado de aposentadoria).
Certificados de energia limpa (<i>Clean energy certificates</i>)	Título de direito sobre o atributo renovável da energia elétrica produzida por recursos renováveis – por exemplo, geradores solares, eólicos etc. Pode ser negociado em conjunto ou separadamente da energia elétrica associada. Em um SCE, corresponde à possibilidade de utilizar permissões remanescentes – não aposentadas, não canceladas – de um determinado período de controle em períodos de controle futuros. Usualmente é possível ao menos entre períodos subsequentes.
Comércio bancário (<i>Banking</i>)	Mecanismo pelo qual é possível compensar emissões de GEE originadas em determinada atividade pela aquisição de créditos de carbono originados em outra atividade.

¹ As definições aqui apresentadas foram obtidas (e adaptadas) das seguintes fontes: [EU ETS Handbook](#), Comissão Europeia; Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos; [Projeto de Lei nº 528/2021](#), Regulamenta o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), determinado pela Política Nacional de Mudança do Clima – Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009; FGVces. Produto A.5 – Síntese dos Resultados e Estratégia de Avaliação Ex-post. Apoio à Implementação da Proposta de Preparação de Instrumentos de Mercado (MRP) do Brasil - Componente 2B. São Paulo, 2020.

Créditos de carbono (<i>Offsets</i>)	Título de direito sobre a redução ou remoção verificada, de acordo com um padrão de certificação, de uma tonelada de carbono equivalente. Diferente das permissões utilizadas em um SCE, um crédito de carbono somente é originado após a redução ou remoção ser realizada – as permissões são alocadas, em um SCE, antes de as emissões serem praticadas.
Empréstimos (<i>Borrowing</i>)	Em um SCE, corresponde à possibilidade de “tomar emprestadas” permissões de períodos de controle futuros, aliviando as condições de oferta e demanda do período atual, porém tornando as metas associadas aos períodos futuros mais rigorosas.
Escopos 1, 2 e 3 (<i>Scope 1, 2 and 3</i>)	Classificação das emissões de gases de efeito estufa associadas a uma atividade (ou organização) de acordo com sua origem – em resumo, se são impactos diretos ou indiretos desta atividade (ou da atuação da organização).
Fuga de emissões/carbono (<i>Carbon leakage</i>)	Reduções de emissões em um local podem ser anuladas por um aumento nas emissões em outro local. Isto ocorre quando as regulações impostas em uma jurisdição ou setor levam a um deslocamento de atividades e emissões associadas para outra jurisdição ou setor, ao invés da efetiva redução das emissões.
Gases de efeito estufa (<i>Greenhouse gases</i>)	Os gases que retêm a irradiação solar (e o calor associado) na atmosfera são chamados de gases de efeito estufa. São eles, principalmente, o dióxido de carbono, o metano, o óxido nitroso e os gases fluorados.
<i>Grandfathering</i>	Alocação gratuita das permissões proporcionalmente (ou mesmo correspondendo integralmente) aos níveis de emissões históricas de um determinado agente.
Leilão de permissões	É a venda das permissões (parcialmente ou em sua totalidade) através de um leilão no qual os participantes podem postar ofertas de compra por estas permissões. As permissões são alocadas de modo eficiente – aqueles agentes com maior disposição a pagar serão sagrados vencedores do certame.
Limites de emissões (<i>Cap</i>)	O limite estabelecido para as emissões dos agentes regulados por um SCE – o total permissões postas em circulação em um sistema de comércio de emissões, em um dado período de controle. Este limite é associado à meta de redução de emissões de GEE em vigor.
Mercado regulado	Sistema de compra e venda de créditos de reduções verificadas de emissões, criados e regulados de forma mandatária em uma jurisdição.
Mercado voluntário	Sistema de compra e venda de créditos de reduções verificadas de emissões em que não se verifica uma

	<p>obrigação legal relacionada à participação dos agentes de mercado.</p>
<p>Monitoramento, reporte e verificação (<i>Monitoring, reporting and verification</i>)</p>	<p>Sistema para coletar informações e verificar o cumprimento das obrigações de redução de emissões pelos agentes regulados, conforme estabelecido na legislação do sistema. Monitoramento é a medição direta ou estimativas calculadas sobre as emissões verificadas de um agente regulado. O reporte é feito por documentação padronizada das emissões por parte dos agentes regulados, que é certificada por um auditor independente – inclui informações sobre metodologias, premissas e dados. A verificação compreende, justamente, procedimentos ou análises de especialistas para verificar a qualidade dos dados e estimativas reportados – a auditoria.</p>
<p>Padrão de certificação</p>	<p>Programa de uma determinada instituição para a realização de verificação de conformidade de um projeto de redução de emissões ou remoção de emissões de GEE, com relação a uma metodologia e critérios de elegibilidade.</p>
<p>Período de controle (<i>Compliance period</i>)</p>	<p>Em um sistema de comércio de emissões, é o período ao fim do qual permissões devem ser canceladas proporcionalmente às emissões verificadas do agente regulado. Alguns sistemas são também organizados ao redor de fases, ou períodos de negociação, compreendendo vários anos: nestas fases, pode ou não existir um controle anual das emissões verificadas e apresentação das permissões correspondentes – isto é, controle intermediário dentro da fase. De fato, é uma questão de escolha de desenho de mecanismo.</p>
<p>Permissões (<i>Allowances ou permits</i>)</p>	<p>Uma permissão dá o direito a seu detentor de emitir uma unidade (usualmente uma tCO₂e) de gases de efeito estufa regulados pelo sistema de comércio de emissões. Permissões podem ser negociadas entre agentes, leiloadas, alocadas gratuitamente etc.</p>
<p>Ponto de regulação</p>	<p>Ponto da cadeia produtiva onde a regulação (seja ela um sistema de comercialização de emissões, um imposto sobre emissões ou qualquer outra) é aplicada. Por exemplo, no setor de combustível, se é aplicada nas refinarias, ou nos postos de combustível.</p>
<p>Reciclagem de receitas (<i>Revenue recycling</i>)</p>	<p>A destinação da renda oriunda de políticas de precificação de emissões (seja esta política um imposto sobre emissões ou um SCE) para a sociedade, o que pode se dar pela desoneração tributária de outros impostos, por pagamentos diretos etc.</p>



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Reduções verificadas de emissões	Medida associada à efetiva diminuição de emissões de GEE entre inventários de anos distintos, podendo ser de anos subsequentes.
Sistema de comercialização de emissões (<i>Emissions trading system</i>)	Um mecanismo estabelecido para a transação de títulos relacionados às emissões evitadas – usualmente permissões e/ou créditos de carbono. Um ente central vende, e/ou aloca, um montante limitado de permissões para os agentes regulados que, por sua vez, devem deter um montante de permissões correspondente às suas emissões verificadas ao fim do período de controle. Os agentes que conseguem emitir menos do que sua meta individual possuem um excedente de permissões, que podem ser negociados com aqueles agentes que emitiram além de suas metas individuais.
Sistema de registro	Um banco de dados para registro das permissões dos diferentes agentes – isto é, mostrando quantas permissões cada agente possui. Os saldos das contas podem ser visualizados e as transações realizadas devem comunicar-se com este registro para efetuar a contabilização do sistema. No entanto, o sistema de registro não é uma plataforma de negociação: não suporta a declaração de venda e compra pedidos ou preços. É a métrica de comparação do potencial de aquecimento global associado às emissões dos diferentes gases de efeito estufa, conforme definido no âmbito da Conferência das Partes das Nações Unidas para o Clima. O dióxido de carbono é o gás de referência contra o qual o potencial dos outros gases é medido.
Tonelada equivalente de carbono (tCO ₂ e)	



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

1 SUMÁRIO EXECUTIVO

1.1 Discussão teórica

A ciência aponta que as atividades humanas estão conduzindo a mudanças sem precedentes no clima da Terra, impondo significantes riscos à saúde, segurança e crescimento econômico. Nos últimos anos, eventos climáticos severos (e.g. queimadas na Califórnia em 2019 e 2020, onda de frio no Texas em 2021, eventos de chuvas e secas extremas na América Latina) estão tornando os mercados e negócios cada vez mais alertas aos riscos climáticos.

Neste sentido, é crítica a necessidade do endereçamento de fortes ações sobre as mudanças climáticas, e a redução das emissões de gases de efeito estufa é uma das medidas centrais adotadas pelos governos em todo o mundo.

Na literatura, há diferentes abordagens para promover incentivos à redução de emissões pelos agentes, de forma direta ou indireta. Tais abordagens variam entre aquelas mais explícitas sobre o controle e metas de redução de emissões impostas à atividade, até aquelas que se baseiam em mecanismos de mercado. Existem também alternativas de compromisso, aliando algum nível de controle a incentivos financeiros.

1. Imposições legais (e severas penalizações por descumprimento);
2. Imposto sobre emissões;
3. Sistema de comercialização de emissões – *cap and trade*;
4. Subsídios e/ou metas para adoção de energia limpa;
5. Certificados de energia limpa.

Estas cinco abordagens foram investigadas a partir de exemplos da experiência internacional.

1.2 Experiência internacional

Canadá

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono e *cap and trade*
- **Conclusões:** As províncias e territórios têm flexibilidade para desenvolver seus próprios sistemas de precificação de poluição de carbono, desde que cumpram os critérios federais para garantir que os mecanismos sejam rigorosos, justos e eficientes. Um sistema de *backstop* federal foi projetado para ser implementado em qualquer província que o solicite ou que não tenha um sistema de precificação de emissões em vigor que esteja em conformidade com os padrões federais.

British Columbia (Canadá)

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono
- **Conclusões:** Promulgado em julho de 2008, o imposto sobre o carbono da British Columbia foi a primeira tributação sobre emissões implementada na América do Norte. Em 1º de abril de 2021, a taxa de carbono de B.C. foi fixada em 45 CAD/tonCO₂e e chegará aos 50 CAD/tonCO₂e em 2022. O imposto sobre o carbono tem como alvo os combustíveis fósseis e cobre 70% das emissões provinciais. A arrecadação tributária foi de 1,7 bilhão de CAD em 2020, toda ela



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

de alguma forma devolvida à sociedade (por meio de isenções fiscais, auxílio financeiro etc.).

Europa

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono e *cap and trade*.
- **Conclusões:** Quinze jurisdições na União Europeia, mais o Reino Unido, têm um imposto de carbono implementado – variando de menos de 1 EUR/tonCO₂e a mais de 100 EUR/tonCO₂e, dependendo do país. Além disso, toda a União Europeia está sujeita ao Sistema Europeu de Comércio de Emissões (EU ETS), o maior, mais antigo e mais ambicioso sistema de comércio de emissões do mundo, criado em 2005. O EU ETS cobre 45% das emissões totais na Europa e gerou receitas de mais de 19 bilhões de euros somente em 2020 – quando o preço médio da licença era de 24,76 EUR.

Suécia

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono.
- **Conclusões:** A Suécia implementou seu imposto sobre o carbono em 1991, como uma das muitas medidas tomadas com o objetivo de usar mecanismos de mercado para melhorar a conservação ambiental. O imposto sueco figura como o mais elevado no mundo, correspondendo a 114 EUR / tonCO₂e em 2021, e incide sob o consumo de combustíveis fósseis. Em 2019, a arrecadação associada foi de EUR 2.2 bilhões, aproximadamente 1% da arrecadação fiscal no país. As emissões anuais de GEE na Suécia caíram mais de 20% desde 1990, enquanto o crescimento do PIB superou os 80%.

Iniciativa conjunta entre Suécia e Noruega

- **Mecanismo:** Certificados de energia limpa
- **Conclusões:** Um esquema de apoio destinado a aumentar a produção de eletricidade renovável. Os geradores renováveis recebem um certificado por MWh de produção por um período de quinze anos. Os certificados de eletricidade são vendidos em um mercado onde a demanda e a oferta determinam o preço. Os consumidores são obrigados por lei a comprar certificados, anualmente, para uma determinada proporção (cota) de seu consumo de eletricidade. A meta (aumentar a geração renovável em 28,4 TWh entre 2012 e 2020) foi alcançada em 2019, portanto, o esquema será encerrado em ambos os países em 2036 – a partir de 2021 nenhum novo gerador irá originar certificados.

México

- **Mecanismo:** Certificados de energia limpa
- **Conclusões:** A iniciativa mexicana, implementada em 2014, tem um funcionamento semelhante ao mecanismo conjunto norueguês-sueco. Em sua forma original, o mecanismo forneceria certificados, ao longo de vinte anos, para: novos geradores renováveis (construídos após 2014); geradores renováveis existentes que realizaram alguma expansão de sua capacidade instalada. Os certificados poderiam ser negociados por meio de leilões e negociações bilaterais. Entretanto, recentes intervenções políticas sobre a



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

realização dos leilões e sobre o funcionamento do mecanismo comprometem seu bom funcionamento e eficiência.

1.3 Status atual do mercado no Brasil

Incentivos via descontos nas tarifas de uso da rede

O atual incentivo para a inserção de fontes renováveis no setor elétrico brasileiro é realizado através de descontos nas tarifas de uso da rede. A Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, modificada pela Lei n.º 13.360, de 17 de novembro de 2016, classifica as usinas de acordo com o tamanho e fonte, sendo o gerador beneficiado com ao menos 50% de desconto nas tarifas.

Fonte	Capacidade instalada (ou potência injetada na rede – MUST/MUSD), em MW			
	0	30	50	300
Solar	Incentivada especial	Incentivada não esp.	Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Eólica	Incentivada especial	Incentivada não esp.	Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Biomassa	Incentivada especial	Incentivada não esp.	Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Hidroelétrica	Incentivada especial	Incentivada não esp.	Incentivada não esp.	Convencional não especial
Outras fontes	Convencional não especial			

Figura 1 – Elegibilidade aos descontos nas tarifas de uso da rede por fonte ^{2,3}

Porém, a Lei n.º 14.120, de 1º de março de 2021, determinou que somente serão elegíveis aos descontos os geradores que:

- Tenham autorização concedida até 1º de março de 2022, e a nova planta (ou aumento da capacidade instalada, em caso de ampliação) inicie a operação comercial de todas as unidades consumidoras até 48 meses após a data da outorga.
- A exceção é para pequenas centrais hidrelétricas (≤ 30 MW), para as quais os termos aprovados foram diferentes. Como nossa interpretação da Lei, usinas autorizadas até 1º de março de 2026 receberão 50% de desconto nas tarifas de rede e, após, será concedido 25% de desconto para usinas autorizadas até 1º de março de 2031.

Os descontos não serão aplicados após o término do prazo de concessão da autorização, nem se a validade da concessão for prorrogada. Além disso, os descontos para pequenas centrais hidrelétricas classificadas na exceção acima são válidos

² Parâmetros atualizados em 2016. No geral, a classificação anterior considerava uma capacidade máxima de 50 MW para energia incentivada.

³ As fontes incentivadas recebem um desconto de 50% na tarifa de transmissão, extensivo ao comprador. Para a fonte solar com entrada em operação comercial antes de 31 de dezembro de 2017 foi concedido um desconto de 80%. Para hidroelétricas entre 30 e 50 MW, o desconto se aplica apenas aos primeiros 30 MW.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

durante seu período de outorga, mas serão cancelados se os empreendimentos forem vendidos ou transferidos a terceiros.

RenovaBio

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) foi criada pela Lei n.º 13.576, de 26 de dezembro de 2017, para o cumprimento dos termos do Acordo de Paris, visando o crescimento na participação de biocombustíveis (etanol, biodiesel, biogás/biometano e bioquerosene) na matriz energética brasileira.

O RenovaBio começou em 2020 e compreende o atingimento de metas compulsórias para redução de GEE, que são estabelecidas pelo Comitê Nacional de Política Energética (CNPE), para comercialização de combustíveis.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) define metas compulsórias individuais para cada distribuidor de combustível de acordo com sua participação no mercado. Finalmente, os distribuidores devem cumprir estas metas através da obtenção de Créditos de Descarbonização (CBIOs), que correspondem a 1 tonelada de CO2 evitada.

- **Emissão:** ao produzir o biocombustível, o produtor ou importador solicita à ANP a avaliação da documentação para emissão do CBIO. Posteriormente, o produtor requisita a uma corretora o registro do certificado na B3.
- **Comercialização:** após o registro, o CBIO recebe um código de identificação e está apto à negociação na B3 com distribuidores de combustíveis. Os preços variam de acordo com as condições de oferta e demanda por certificados.
- **Aposentadoria:** após a compra, o certificado é resgatado. Esta medida evita dupla negociação de um mesmo certificado, o que não contribuiria para o atingimento das metas de redução de GEE.

I-REC e REC Brasil

Os Certificados de Energia Renovável (REC⁴) são instrumentos de mercado que certificam a produção de energia renovável injetada na rede elétrica.

Atualmente, o Brasil participa do I-REC Standard, de presença global, e tem como principais vantagens o atendimento às metodologias internacionais de mitigação de emissões de GEE, além de ser auditável e rastreável

Além disso, o selo REC Brasil foi criado em 2011 em uma iniciativa da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa (ABRAGEL) e a Associação Brasileira de Energia (ABEEólica). Para emissão da REC Brasil a usina de energia deve seguir regras rígidas.

No Brasil os certificados de energia limpa têm experimentado um crescimento contínuo nos últimos anos. Os preços são praticados por certificado variam entre R\$ 0,50 a R\$ 2 e dependem não apenas do balanço oferta vs. demanda, mas também da quantidade, fonte de energia e época da compra – i.e., da sazonalidade.

Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) teve origem com o Protocolo de Kyoto e consiste em um dos mecanismos que permite que os países desenvolvidos e signatários do Protocolo, a quem foram atribuídas metas de redução de emissão de GEE, possam perseguir os objetivos associados.

O MDL consiste no desenvolvimento de projetos que reduzam a emissão de gases de efeito estufa. Os projetos no âmbito do MDL são implementados em países menos

⁴ O acrônimo deriva da nomenclatura em inglês, Renewable Energy Certificate – REC.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

desenvolvidos e em desenvolvimento (países anfitriões), os quais podem vender as reduções de emissão de GEE, denominadas Reduções Certificadas de Emissão (RCE) para os países desenvolvidos.

Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais (essas reduções também recebem o nome de “adicionalidade”) àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação da mudança do clima. Os projetos devem ser “espontâneos”, ou seja, não são admitidos projetos desenvolvidos em virtude de determinação legal.

Uma unidade de RCE equivale a uma tonelada de CO₂e. Cada RCE é válido pelo período de compromisso durante o qual ele foi emitido. O preço de cada RCE é definido de acordo com os mercados onde eles são negociados.

É consenso entre especialistas e diferentes governos que a experiência não foi bem-sucedida. Estudos indicam que o desenho do mecanismo incentivou empreendedores a fraudar as informações reportadas ou mesmo empregar capital na criação de poluição que poderia, então, ser reduzida para originar créditos de compensação para negociação posterior. Grande parte dos créditos gerados eram direcionados para utilização no EU ETS. Porém, com a crescente preocupação sobre a qualidade destas compensações, a Comissão Europeia realizou um estudo e concluiu que mais de 70% dos créditos originados possuíam baixa probabilidade. Diante deste cenário, a utilização destes créditos foi limitada na fase III (2013-2020) do EU ETS e proibida a partir da fase IV (2021-2030).

O Brasil é o terceiro país no mundo com maior quantidade de projetos registrados no MDL. Entretanto, desde 2012, o número de projetos que pedem registro caiu significativamente, em função da baixa credibilidade e crescentes restrições à utilização dos créditos originados pelo MDL em sistemas de comércio de emissões no mundo – especialmente na União Europeia.

1.4 Propostas legislativas

Foram identificadas quatro propostas legislativas em curso que versam sobre a valoração de benefícios ambientais ou as metas climáticas assumidas pelo Governo Federal. O Projeto de Lei n.º 528/2021 visa a implementação de um mercado de créditos de compensação de carbono a nível nacional – com possibilidade associação a mercados internacionais. Já o Projeto de Lei n.º 290/2020 busca a implementação de um mercado de créditos de compensação de carbono voltado para o setor elétrico.

O Projeto de Lei n.º 1539/2021 foi aprovado recentemente no Senado e foi remetido à Câmara dos Deputados, onde aguarda a definição da ordem de tramitação. Para contexto, no âmbito do Acordo de Paris, o Brasil em 2016 submeteu como sua Contribuição Nacional Determinada (do inglês *Nationally Determined Contribution* – NDC) a redução da emissão em 37% até 2025 e 43% até 2030, comparadas com as realizadas no ano de 2005. Em dezembro de 2020, o governo brasileiro submeteu nova NDC mantendo os percentuais definidos anteriormente.

O texto proposto no Projeto de Lei antecipa em cinco anos o alcance da meta prevista no NDC submetida em dezembro de 2020 e fixa nova meta para 2030, porém alterando a linha de base: o valor contabilizado em 2005 foi atualizado com a publicação do Terceiro Inventário Nacional, subindo de 2,1 bilhões de toneladas para



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

2,8 bilhões. Na prática, este novo parâmetro permitiu a flexibilização de 400 milhões de toneladas em relação à primeira NDC.

Por fim, às vésperas da 26ª Conferência das Nações Unidas para a Mudança do Clima, que se inicia em 31 de outubro de 2021 em Glasgow, na Escócia, o governo federal lançou o Programa Nacional de Crescimento Verde.

O objetivo é promover o crescimento econômico alinhado às diretrizes da economia verde, de modo a garantir que o alcance das metas de redução de emissões não afete a sustentabilidade econômica. O Programa Nacional de Crescimento Verde prevê a captação de recursos nacionais e internacionais, públicos ou privados, para promover atividades como a ampliação do uso de energias limpas e renováveis e do ganho de eficiência energética nas atividades econômicas, gestão de resíduos, transporte e logística, conservação e restauração florestal e infraestrutura verde.

1.5 Estrutura do relatório

O restante deste relatório é estruturado como segue: na seção 2 é apresentada a discussão conceitual associada à valoração de benefícios ambientais, especialmente sobre a precificação de emissões de gases de efeito estufa e sobre certificados de energia limpa. São explicados o funcionamento dos principais mecanismos utilizados por governos ao redor do mundo e estudados na literatura técnica especializada. A seção 3 documenta a experiência internacional, mostrando aplicações reais dos mecanismos discutidos de forma conceitual na seção 2. Na seção 4 são apresentadas diferentes iniciativas já feitas ou em curso no Brasil que miram a valoração de benefícios ambientais – a saber, o programa RenovaBio, as iniciativas I-REC e Rec Brasil e o projeto PMR. Finalmente, a seção 5 identifica as propostas legislativas afetas à valoração de benefícios ambientais e às metas climáticas assumidas pelo Governo Federal atualmente em curso.

Por simplicidade, não foi feita uma seção exclusiva para conclusões neste relatório: as mesmas foram apresentadas ao longo de cada uma das seções e sintetizadas no Sumário Executivo – seção 1.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

2 DISCUSSÃO CONCEITUAL

2.1 Externalidades e direitos de propriedade

Uma externalidade é caracterizada pelos impactos (positivos ou negativos) gerados pelo desempenho de uma atividade em partes não diretamente relacionadas à atividade, que não se refletem em seus custos. A poluição é um caso clássico de externalidade negativa, com as emissões de gases de efeito estufa (GEE) sendo seu mais famoso exemplo.

A distinção entre custos marginais sociais (considerando a externalidade) e privados (ignorando a externalidade) é fundamental. Como exemplo, para a geração de energia elétrica, podemos citar os custos variáveis unitários (CVU) termoelétricos: os custos associados aos combustíveis e O&M configuram custos marginais privados; ao considerar os custos associados às emissões acumuladas de GEE, obtém-se os custos marginais sociais associados à atividade.

Conforme ilustra o gráfico abaixo, se os custos de produção representassem as externalidades, a curva de oferta seria a tracejada azul. Portanto, o equilíbrio resultante seria o ponto (p^{**}, q^{**}) . A área sombreada azul representaria o excedente. Ao ignorar as externalidades, as decisões são baseadas nos custos marginais de produção privados – a linha azul cheia.

Como a curva de custo marginal privado ignora que alguns dos custos da atividade recairão sobre a sociedade, em última análise, q^* unidades serão produzidas em vez de q^{**} , o que seria o nível de produção ideal para a sociedade. Ao produzir q^* , parte do superávit econômico se perde devido aos impactos negativos causados pela externalidade. Isso é representado pela área vermelha, o peso morto. Ou seja, a solução ótima sob a ótica social pode diferir da solução ótima obtida sob a ótica privada.

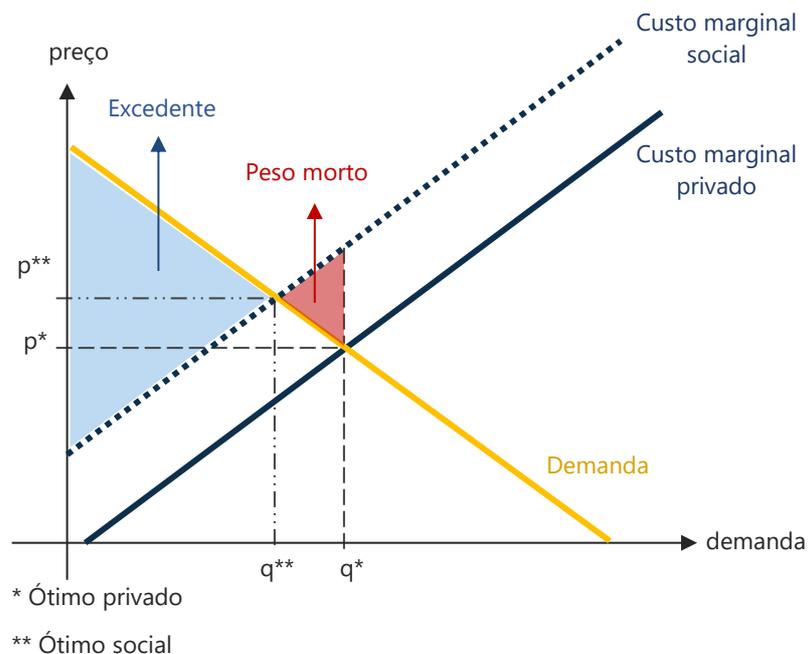


Figura 2 – Os diferentes equilíbrios com custos marginais privado e social



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

A atribuição dos direitos de propriedade também é importante: o poluidor tem o direito de exercer a atividade econômica (e conseqüentemente de poluir)? Ou a sociedade possui o direito de não arcar com os impactos e custos associados à poluição?

Pela teoria econômica, a alocação de direitos de propriedade cria a oportunidade para os agentes negociarem entre si para o atingimento do nível social ótimo de produção. Neste exemplo, se a sociedade tiver o direito de propriedade: os agentes que se beneficiam da atividade irão exercê-la em certa medida e compensar a sociedade por isso. Se os direitos de propriedade não forem devidamente alocados, níveis irrestritos de poluição serão praticados, guiados puramente por interesses econômicos (privados). Como é razoável afirmar que a poluição irrestrita não é socialmente ótima, entramos na necessidade de alocar adequadamente os direitos de propriedade. Ou seja, não há incentivo natural para não poluir.

A importância da definição dos benefícios ambientais

Notamos que uma importante definição para o estabelecimento de um mecanismo de valoração de benefícios ambientais é sobre quais são os benefícios ambientais considerados. Por exemplo, mecanismos para comercialização de emissões miram reduzir emissões de gases de efeito estufa, precificando estas emissões e permitindo a negociação de créditos associados às emissões evitadas – este é o benefício ambiental associado – pelos diferentes agentes.

Por outro lado, mecanismos de certificados de energia limpa miram o atributo renovável da energia elétrica gerada, buscando fornecer uma fonte adicional de receita para os geradores renováveis, que servirá como um incentivo financeiro para aumentar a participação renovável na matriz de geração de energia elétrica.

2.2 Os mecanismos utilizados para a redução de emissões de GEE

Na literatura, há diferentes abordagens para promover incentivos à redução de emissões pelos agentes, de forma direta ou indireta. Tais abordagens variam entre aquelas mais explícitas sobre o controle e metas de redução de emissões impostas à atividade, até aquelas que se baseiam em mecanismos de mercado. Existem também alternativas de compromisso, aliando algum nível de controle a incentivos financeiros.

6. Imposições legais (e severas penalizações por descumprimento);
7. Imposto sobre emissões;
8. Sistema de comercialização de emissões – *cap and trade*;
9. Subsídios e/ou metas para adoção de energia limpa;
10. Certificados de energia limpa.

2.2.1 Imposições legais

Consistem em regulamentações que exigem certa redução de emissões associada a atividades específicas, penalizando severamente os agentes em caso de não cumprimento. As imposições ignoram o fato de que diferentes agentes têm diferentes preferências e custos de produtividade associados. Portanto, eles ignoram que diferentes agentes têm diferentes incentivos para poluir – ou, alternativamente, possuem custos diferentes para evitar a poluição.

Para ilustrar, imagine o seguinte exemplo: o agente A tem um custo marginal de redução de emissões⁵ de \$ 10 por unidade de emissão evitada, enquanto o agente B possui um custo marginal de \$ 50 por unidade evitada. Para diminuir 10 unidades de poluição no total, podemos:

1. Obrigar ambos os agentes a reduzir 5 unidades cada. Neste caso, haveria um custo privado de \$ 300 (50+250) para a redução das emissões.
2. Permitir que os agentes negociem suas parcelas individuais de redução, desde que haja o abatimento total das 10 unidades requeridas.

Ou seja, na Situação 1, cujas metas foram determinadas para cada agente, houve um custo total de \$ 300 para a redução de 10 unidades. Já na Situação 2, o agente A poderia reduzir as mesmas 10 unidades a um custo de \$ 100, podendo ganhar uma compensação do agente B, que vai manter suas emissões, entre \$ 50 e \$ 250 – para que seja vantajoso, individualmente, para ambos.

2.2.2 Imposto sobre emissões

A ideia é estabelecer um preço por unidade de CO₂e emitida, o chamado imposto sobre o carbono. Em geral, isso é feito visando os combustíveis fósseis, utilizando a intensidade de emissões associada ao uso de cada tipo. Por exemplo: em média, cada unidade de um determinado combustível fóssil é responsável pela emissão de 2 unidades de CO₂e. Portanto, se o preço associado à emissão de uma unidade de CO₂e for \$ 0,75, então cada unidade de combustível terá um custo adicional de \$ 0,75 x 2 = \$ 1,50.

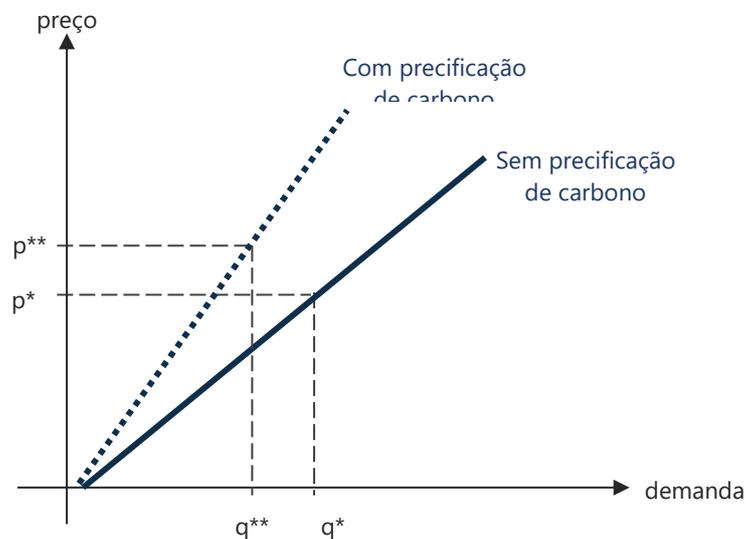


Figura 3 – O impacto da precificação de uma externalidade na curva de oferta

Este é um mecanismo de preços: não há garantias sobre o nível de redução de emissões resultante. O preço deve ser alto o suficiente para induzir um nível mínimo de redução, mas não tão alto a ponto de causar consequências adversas para a economia e aceitação pública. O imposto pode gerar receitas significativas para o governo. Então, para aliviar os impactos sociais da política, tal receita pode ser

⁵ Quanto custa para um agente reduzir suas emissões em uma unidade.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

direcionada à população de diferentes formas: desoneração tributária de outras fontes, pagamentos diretos etc. Esta prática é conhecida como reciclagem de receitas. Em teoria, os agentes reduzirão as emissões até o ponto em que o custo privado de redução da próxima unidade de emissão exceda seu preço associado. Voltando ao exemplo dos agentes A e B, suponha que o custo marginal de abatimento de uma unidade de emissão seja proporcional ao abatimento total já praticado:

1. Agente A: o custo marginal é duas vezes o montante de emissões já evitadas (Q_a).
 2. Agente B: o custo marginal é três vezes o montante de emissões já evitadas (Q_b).
- Assumindo um imposto sobre emissões no valor de \$ 30 por unidade emitida, o agente A reduzirá 15 unidades de suas emissões, até que o custo marginal de redução da próxima unidade (\$ 32) supere imposto incidente. Já o agente B reduzirá apenas 10 unidades de suas emissões.

2.2.3 Comercialização de emissões com metas absolutas – *cap and trade*;

A ideia é estabelecer um nível permitido de emissões por agente, de forma a atingir uma meta global de redução de emissões ao longo dos anos. Diferentes agentes recebem créditos caso suas emissões sejam verificadas abaixo de suas respectivas permissões, que podem ser vendidos a outros agentes. Além disso, os agentes devem comprar créditos caso suas emissões excedam o nível permitido.

Este é um mecanismo de quantidade. Em teoria⁶, é possível ter maior certeza sobre a quantidade de permissões em negociação – o que representa uma meta associada de redução de emissões. No entanto, não é possível garantir qual será o preço resultante das negociações destas permissões. Se a meta de redução de emissões for muito rigorosa, os preços podem disparar. Os preços podem apresentar (e apresentam) uma volatilidade considerável.

Tanto o imposto sobre as emissões quanto o sistema de comércio de emissões são formas de precificar as emissões. Os leilões de permissões também geram receitas para o governo. No entanto, não se sabe ao certo qual será essa receita, visto que a demanda para o leilão não é conhecida com antecedência (em última análise, pode ser nula). A receita proveniente dos leilões pode ser revertida para a população (por exemplo pela desoneração tributária), direcionada para investimentos em tecnologias limpas etc.

Metas relativas vs. metas absolutas

Uma definição importante para a elaboração de mecanismos de comercialização de emissões é se as metas serão absolutas – isto é, um limite é definido para as emissões de um setor – ou relativas – há um nível permitido de emissões por unidade produzida em determinada atividade. Nesta seção, por ser mais didático, o foco será sobre o funcionamento de mecanismos de comercialização de emissões que adotam metas absolutas – como o mecanismo adotado na União Europeia, abordado na seção 3.3.1.

⁶ Na verdade, os mecanismos usualmente são implementados com algum dispositivo para controle de preços, justamente para evitar a volatilidade e oferecer alguma estabilidade para os agentes de mercado. Nestes casos, entretanto, quando os preços atingem os limites estabelecidos, não há controle sobre o número total de permissões associadas.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

No entanto, mecanismos que possuem metas relativas possuem um funcionamento análogo⁷. As diferenças entre as metas relativas e absolutas, bem como do funcionamento dos mecanismos de comercialização de emissões associados, são discutidas na seção 2.3.4.

Elementos base do mecanismo

- a) **O limite de emissões (o cap):** a quantidade de emissões permitidas, que é representada pelo número de permissões postas em negociação em um período de controle e que é associada à meta perseguida para a redução das emissões de GEE.
- b) **Como distribuir as permissões:** normalmente, por meio de leilões trimestrais e alocações gratuitas. A alocação gratuita de permissões normalmente é feita utilizando *benchmarks* – mais sobre isso adiante. No entanto, poderia ser o caso de nenhuma alocação gratuita: todas as permissões são leiloadas pelo governo (antes de serem negociadas pelos agentes ou canceladas para o cumprimento de suas obrigações).
- c) **A negociação (o trade):** em geral, as permissões podem ser negociadas por meio de negociações bilaterais no mercado à vista.

Período de controle

O mecanismo funciona com períodos de controle – e.g., um, dois ou mais anos – ao final dos quais os agentes devem apresentar as permissões correspondentes às suas emissões verificadas – caso contrário, sofrerão penalidades. Nesse ponto, as permissões são canceladas, gerando demanda por novas permissões no futuro.

Aposentadoria

As permissões também podem ser aposentadas: um agente pode cancelar voluntariamente algumas de suas próprias permissões sem utilizá-las para cumprir suas obrigações para com o mecanismo. Deste modo, voluntariamente o agente contribui para uma meta mais ambiciosa do mecanismo e impulsiona a redução de emissões.

Comércio, empréstimos de períodos futuros e créditos de compensação

Em geral o comércio bancário é permitido: é previsto que permissões sejam adquiridas ou mantidas pelos agentes de mercado durante os períodos de controle, com a finalidade de serem vendidas no futuro a preços mais atrativos. Entretanto, geralmente há prazos estabelecidos para a validade das permissões – isto é, permissões de um período de controle podem, geralmente, ser negociadas no período de controle subsequente, porém não dali a vários períodos à frente.

Empréstimos são algumas vezes permitidos: permissões podem ser emprestadas de períodos de controle futuros, aumentando o inventário de permissões do período atual, sob a contrapartida de tornar os períodos futuros (dos quais se pegou emprestado) mais restritivos.

O uso de créditos gerados a partir de programas de redução de emissões outros que não o próprio sistema de comercialização de emissões (créditos de compensação ou *offsets*) raramente é permitido – ou, quando permitido, tem seu uso limitado pela regulação.

Alocação gratuita e os benchmarks

⁷ Em última análise, a diferença se dá na forma de alocação gratuita das permissões.

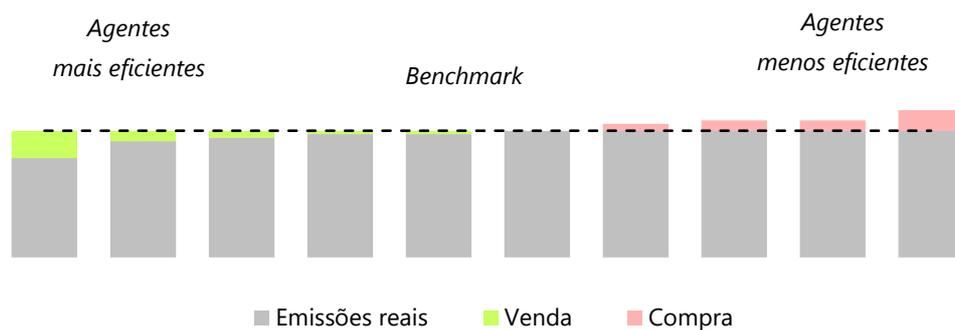


Figura 4 – O funcionamento dos *benchmarks* nos mecanismos *cap and trade*

Um *benchmark* não representa um limite para as emissões ou meta de redução de emissões; o *benchmark* é utilizado para definir o montante de permissões, por unidade produzida, que serão alocadas gratuitamente para diferentes agentes de um setor (ou atividade) da economia. Esta alocação gratuita é feita de forma uniforme para cada setor, de acordo com o *benchmark* estabelecido, porém proporcional aos níveis individuais históricos de produção de cada agente⁸.

Para determinado setor da economia (ou determinada atividade), um limite para as emissões é estabelecido através de comparações dos níveis históricos de emissões praticadas pelos diferentes agentes que fazem parte daquele setor. Este é o nível de *benchmark*, que ditará o montante de permissões alocadas gratuitamente para cada agente. Deste modo, os agentes mais eficientes terminam recebendo permissões para além de seu nível de emissões, que podem ser vendidas para aqueles agentes menos eficientes.

Quanto maior for o nível de *benchmark*, mais permissões são alocadas gratuitamente e menores são os custos necessários, por parte dos agentes, para cumprir com suas obrigações com o mecanismo – uma vez que menos permissões devem ser compradas. Mais permissões (além do *benchmark*, ou de acordo com outro critério) podem ser alocadas gratuitamente, na tentativa de mitigar o risco de perda de competitividade comercial enfrentado pelas indústrias.

Grandfathering

Uma das formas de alocação de permissões que buscam mitigar impactos do mecanismo para os agentes regulados é o *grandfathering*. De forma simples, os níveis de emissões verificadas no passado influenciam (ou determinam) o nível permitido de emissões futuras. Portanto, permissões são alocadas gratuitamente, em cada período de controle do mecanismo, proporcionalmente ao nível médio de emissões históricas observadas de cada agente regulado.

Limites de preços

Limites de preços também podem ser (e de fato são) adotados, por meio de mecanismos que inserem ou retiram permissões do mercado, guiados por gatilhos de preços. No piso, permissões são retiradas do mercado para diminuir a oferta (em q1) e manter os preços. No teto, as permissões são inseridas no mercado para aumentar a oferta (em q2) e manter os preços.

⁸ Isto é, suponha dois agentes que atuam no mesmo setor, para o qual o *benchmark* são 10 permissões gratuitas por unidade produzida. Se um agente produziu, historicamente, 5 unidades por ano, este receberá 50 permissões gratuitamente. Se o outro agente produziu, historicamente, 9 unidades por ano, este receberá 90 permissões gratuitamente.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

É interessante observar que, quando o preço atinge um de seus limites (piso ou teto), o mecanismo se comporta como um imposto: um preço conhecido que incide sobre as emissões.

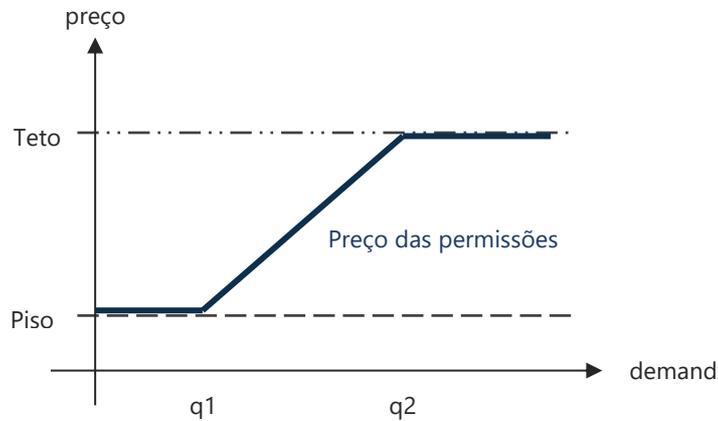


Figura 5 – Arranjos para controle de preços em um sistema de comercialização de emissões

2.2.4 Certificados de energia limpa

Um certificado de eletricidade renovável é um instrumento baseado no mercado que representa os direitos de propriedade sobre o atributo renovável⁹ (ou mesmo outros atributos ambientais) associado a cada MWh produzido a partir da geração de eletricidade renovável, que pode ser reivindicado pelo seu possessor. Os certificados são emitidos quando um megawatt-hora (MWh) de energia elétrica é gerado e entregue à rede elétrica a partir de um recurso de energia renovável. É um produto puramente financeiro, que pode ser negociado separadamente ou em conjunto com a energia elétrica subjacente.

Um certificado possui várias componentes: dados de certificado; tipo de certificado; código para identificação no sistema de rastreamento; tipo de combustível renovável; localização da instalação; capacidade nominal do projeto; nome do projeto etc.

Os certificados desempenham um papel importante na contabilidade, rastreamento e atribuição de propriedade à geração e uso de energia elétrica renovável. Algumas de suas vantagens:

- Os certificados comercializados separadamente da energia elétrica associada podem encontrar compradores com mais facilidade.
- Os certificados geralmente podem ser armazenados por um período de meses ou mesmo anos, mitigado o efeito da intermitência de geração e correspondência de carga entre o vendedor e o comprador quando no cumprimento do consumo de energia elétrica renovável por parte do consumidor.
- O uso de certificados de energia limpa pode reduzir os custos de conformidade com metas de adoção de energia limpa, ampliando o escopo geográfico de projetos de energia renovável elegíveis – por exemplo, projetos renováveis na

⁹ É importante notar, a relação com a redução de emissões é indireta: o atributo “energia limpa” não é o mesmo que “emissões evitadas”, apesar de a inserção de energia limpa na matriz de geração de energia elétrica contribuir, de forma geral, para a redução das emissões associadas ao setor elétrico.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

região Nordeste vendem créditos para consumidores na região Sudeste/Centro-Oeste.

- Os certificados são mais facilmente rastreados para fins de conformidade do que os produtos agrupados – isto é, aqueles vendidos em conjunto com a energia elétrica.

2.2.5 Subsídios e/ou metas para adoção de energia limpa

Subsídios são uma fonte de receita adicional oferecida pelo governo para tecnologias selecionadas. Isso pode ser feito por meio de descontos nas tarifas da rede, isenções de impostos, melhores condições de financiamento, pagamentos diretos proporcionais à produção de energia elétrica – as chamadas *feed-in tariffs* – etc.

Já as metas consistem na obrigação de adoção de um determinado nível de geração renovável em determinada localidade – um país, um estado etc. Pode caracterizar uma obrigação para os consumidores (que pode ser cumprida pelo próprio consumidor ou por seu supridor) de adquirir, via mercado de curto-prazo ou via contratos, um percentual de seu consumo a partir de geradores de fontes elegíveis – usualmente fontes renováveis, porém a definição do grupo de geradores elegíveis é de responsabilidade do governo. Tais metas usualmente vêm acompanhadas de algum tipo de incentivo financeiro ou subsídio.

2.3 Outros conceitos relevantes

2.3.1 Créditos de compensação

De modo simples, uma compensação de carbono é uma redução nas emissões de gases de efeito estufa utilizada, para fins contábeis, para compensar as emissões feitas em outros lugares. Um crédito de compensação de carbono representa a redução das emissões de gases de efeito estufa equivalente a uma tonelada de dióxido de carbono (tCO₂e).

Os créditos de compensação¹⁰ de carbono são criados de acordo com os padrões de certificação, que fornecem orientações e requisitos que os desenvolvedores de projetos devem seguir para originar tais créditos. Uma vez criados, os créditos podem ser vendidos livremente no mercado. A demanda por créditos é gerada por agentes que compram compensações de carbono para atender a metas de redução de emissões estabelecidas.

A receita gerada com a venda de créditos de compensação pode então ser utilizada em diversas iniciativas relacionadas à energia limpa ou metas climáticas e projetos ambientais, como reflorestamento, eficiência energética, desenvolvimento de energia limpa, entre outras.

Os mecanismos de compensação podem ser obrigatórios ou voluntários. Assim, um sistema de comercialização de emissões – seção 2.2.3 – pode ser entendido como um mecanismo de compensação obrigatório – onde a utilização de créditos de compensação pode (ou não) ser permitida como uma alternativa à aquisição de permissões originadas no próprio mecanismo.

Controvérsias

¹⁰ Também conhecidos pelo termo *offset*.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Para que os créditos sejam reais, eles precisam induzir alguma forma de benefício ambiental. A possibilidade de um fluxo de receita adicional muitas vezes atraiu desenvolvedores que já estavam empreendendo projetos de redução de emissões por outros motivos ou mesmo aqueles desenvolvedores que, na verdade, não haviam desenvolvido nenhum projeto¹¹.

Portanto, há casos em que essas compensações fazem muito pouco para alterar a quantidade de gases de efeito estufa na atmosfera. A qualidade questionável criou um estigma: por exemplo, os mecanismos *cap and trade* da Europa e Califórnia limitaram ou mesmo proibiram a utilização de créditos de compensação que não aqueles gerados pelo próprio mecanismo – isto é, a utilização de *offsets* originados em outras jurisdições, que por agentes não regulados pelos mecanismos *cap and trade* em questão, mas que eram utilizados nestes mecanismos para fins de contabilização.

2.3.2 Custo marginal de abatimento

A curva de custo marginal de abatimento mostra o custo de reduzir, na economia, uma unidade adicional de poluição, com relação a algum ponto de partida. Apesar de sua construção depender de diversas premissas, esta curva serve ao propósito do entendimento conceitual da precificação de emissões e dos trade-offs entre a adoção de um SCE ou de um imposto sobre emissões.

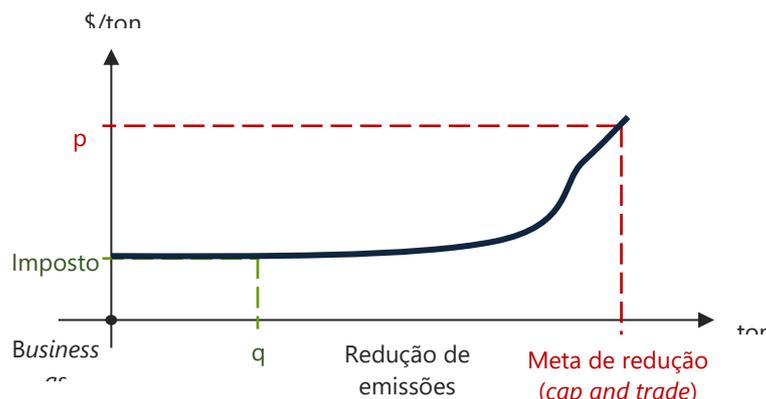


Figura 6 – O custo marginal de abatimento e o trade-off conceitual da precificação de emissões

A primeira observação sobre essa curva é que a origem não representa emissões nulas: este é o ponto de partida, um nível de emissões *business-as-usual*. Se não houver preço para as emissões, os agentes manterão os níveis de atividade e nenhuma redução será alcançada. À medida que os preços aumentam, os agentes enfrentam o *trade-off* entre reduzir os níveis originais de uma atividade – e as respectivas emissões de GEE – ou pagar os custos das emissões associadas.

Voltamos aos mecanismos de preço e quantidade

Se um mecanismo de quantidade for configurado para funcionar nas partes mais íngremes dessa curva, o preço (p) será muito responsivo e pode atingir valores muito altos. Isso é mostrado pelas linhas vermelhas na Figura 6.

No entanto, se o mecanismo de preço for definido para funcionar próximo à parte mais plana dessa curva, o nível de abatimento resultante (q) pode não ser suficiente

¹¹ [“These Trees Are Not What They Seem: how the Nature Conservancy, the world's biggest environmental group, became a dealer of meaningless carbon offsets”](#), Bloomberg, dezembro de 2020.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

para cumprir os objetivos almejados para esta política - linhas verdes na Figura 6. Um imposto um pouco mais alto sobre as emissões levaria a um nível de redução significativamente superior.

Este é um dos *trade-offs* conceituais enfrentados ao escolher entre esses dois mecanismos.

2.3.3 Fuga de emissões

A fuga de emissões se refere à situação que pode ocorrer quando, por conta dos custos relacionados às políticas climáticas, empresas transferem atividades para outras jurisdições com regulações mais brandas. Em última análise, isso pode até levar a um aumento nas emissões globais de GEE. A fuga pode acontecer em diferentes contextos. Por exemplo:

- Se a política de redução de emissões aumentar os custos locais, os produtores de países sem política de emissões podem ter vantagem comercial – por fornecer produtos mais baratos. Todo o resto constante, a produção local será substituída por importações e as emissões globais não serão reduzidas.
- A demanda por uma commodity pode cair, junto com seu preço, porque países com metas climáticas rígidas podem reduzir seu consumo. No entanto, o preço mais baixo pode induzir uma maior demanda por essa commodity em países sem políticas climáticas em vigor.

Os mecanismos *cap and trade* geralmente lidam com essas fugas alocando gratuitamente permissões para setores expostos, tentando manter sua competitividade econômica – especialmente para aqueles setores envolvidos no comércio internacional.

Para o setor de energia elétrica, geralmente não há alocação gratuita de permissões: como a quantidade de energia que pode ser exportada por um país é limitada (ou talvez tão pequena que pode ser desconsiderada), geradores usualmente não são considerados como expostos à competição internacional por conta das políticas climáticas.

Para a indústria nacional, outra medida para mitigar fugas (e perda de competitividade comercial) conhecida na literatura é o chamado ajuste de fronteira: um imposto sobre produtos importados com base em sua pegada de carbono, nivelando o mercado para os produtores locais.

2.3.4 Metas relativas vs. metas absolutas

Uma forma de interpretar as metas relativas e absolutas é identificar o que os mecanismos associados regulam. No caso das metas absolutas, a regulação mira a utilização de insumos energéticos, cuja queima é responsável pela emissão de gases de efeito estufa. Já no caso das metas relativas, a regulação mira a intensidade energética por unidade produzida.

Em outras palavras, com as metas absolutas existe um nível permitido para as emissões associadas ao processo produtivo como um todo, independente se foram produzidas uma ou múltiplas unidades do produto. Por outro lado, com metas relativas o que se busca é que a emissão associada a cada unidade produzida esteja abaixo de um nível especificado previamente.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Ou seja, ao adotar metas relativas busca-se não comprometer o incentivo dos agentes regulados em aumentar sua produção e expandir seus negócios: desde que o façam respeitando os níveis de emissões especificados por unidade produzida, estes cumprirão com a regulação em vigor. No entanto, caso metas absolutas sejam adotadas, aumentos de produção geralmente implicarão em maiores níveis de emissões associadas e, com isso, maiores custos associados à aquisição de permissões de emissão no mercado para cumprir com a regulação.

Também é importante notar: metas absolutas são de fato restritivas apenas se o nível de atividade econômica for igual ou superior àquele que se tinha em mente quando tais metas foram estabelecidas. Caso contrário, por exemplo durante uma grave recessão econômica, as metas absolutas resultarão em reduções de emissões associadas abaixo daquelas verificadas na prática e, caso estas metas não sejam revistas, isto implicará em uma sobreoferta de permissões de emissão no mercado associado – levando os preços para valores baixos ou mesmo quase nulos. Este não é um risco associado às metas relativas, dado que estas automaticamente se ajustam ao nível de produção (e atividade econômica associada) observados.

Por outro lado, ao utilizar metas relativas, perde-se a relação direta com a quantidade de emissões evitadas resultante do mecanismo que se estabelece.

Como seria, na prática, a utilização de metas relativas?

Apesar de não ser abordado neste relatório, podemos partir do exemplo do sistema de comercialização de emissões implementado a nível nacional na China¹². O mecanismo, em sua primeira fase, regula o setor elétrico e mira principalmente a geração de energia elétrica a carvão.

Geradores a carvão terão a si alocados, para um período de controle, um montante de permissões proporcional a: (i) sua produção de energia elétrica verificada; e (ii) uma intensidade de emissões, por MWh gerado, de referência¹³. Estes mesmos geradores devem reportar suas emissões verificadas neste período de controle, que serão proporcionais a: (i) o montante de combustível fóssil utilizado; e (ii) a intensidade de emissões, por unidade de combustível utilizada¹⁴.

Se o montante de emissões verificadas – que é reportado pelo próprio agente, com a devida auditoria e verificação independente destas informações – for inferior ao das permissões recebidas pelo agente, este agente possuirá um excedente de permissões que pode ser negociado no mercado. Por outro lado, se o agente reportar mais

¹² Fontes: “[China National ETS](#)”, International Carbon Action Partnership – ICAP; “[China’s Emissions Trading](#)”, International Energy Agency – IEA.

¹³ Este valor pode variar por categorias de usinas (por exemplo, capacidade instalada), porém a ideia é que seja um fator comum para todos os geradores que utilizem determinado combustível fóssil. No relatório da IEA, ao invés do termo “referência” foi utilizado o termo “*benchmark*”. Adotamos o termo “referência” para que não exista conflito com a interpretação dos *benchmarks* setoriais utilizados no mecanismo *cap and trade* – seção 2.2.3.

¹⁴ As informações sobre o montante de combustível fóssil utilizado são em geral robustas e auditáveis. Porém, as informações acerca da intensidade de emissões de cada unidade geradora ainda não são robustas. Portanto, caso o agente não monitore e reporte sua intensidade de emissões para o órgão regulador, automaticamente lhe é atribuído um fator de emissões padrão, mais alto que aquele utilizado como referência – criando o incentivo para que os agentes monitorem e reportem seus fatores de emissões.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

emissões que o nível de permissões recebidas, este deverá adquirir permissões no mercado.

A utilização de *benchmarkings* setoriais para a alocação gratuita de permissões em mecanismos com metas absolutas

Lembramos que, em mecanismos que utilizam metas absolutas, a alocação gratuita de permissões geralmente é feita através da utilização de *benchmarks* setoriais. Isto é explicado na seção 2.2.3, especialmente pela Figura 4, e é a abordagem utilizada no sistema de comércio de emissões da União Europeia – seção 3.3.1.

Uma última observação é que a utilização de *benchmarks* setoriais para a alocação gratuita de permissões em um mecanismo que utilize metas absolutas, em certa medida, o aproxima do funcionamento um mecanismo com metas relativas. A diferença é na atualização dos valores de produção utilizados como base:

- No caso de um mecanismo com metas relativas discutido, o valor da produção anual é utilizado como base, sendo atualizado anualmente;
- No caso de um mecanismo com metas absolutas, a produção utilizada como base para a alocação gratuita é de algum período específico de tempo, que não é atualizado periodicamente – apenas quando há uma revisão do mecanismo. Por exemplo, no caso da União Europeia¹⁵, esse nível de produção individual é definido como aquele observado entre 2005 e 2008 ou entre 2009 e 2010.

2.3.5 Escopos 1, 2 e 3

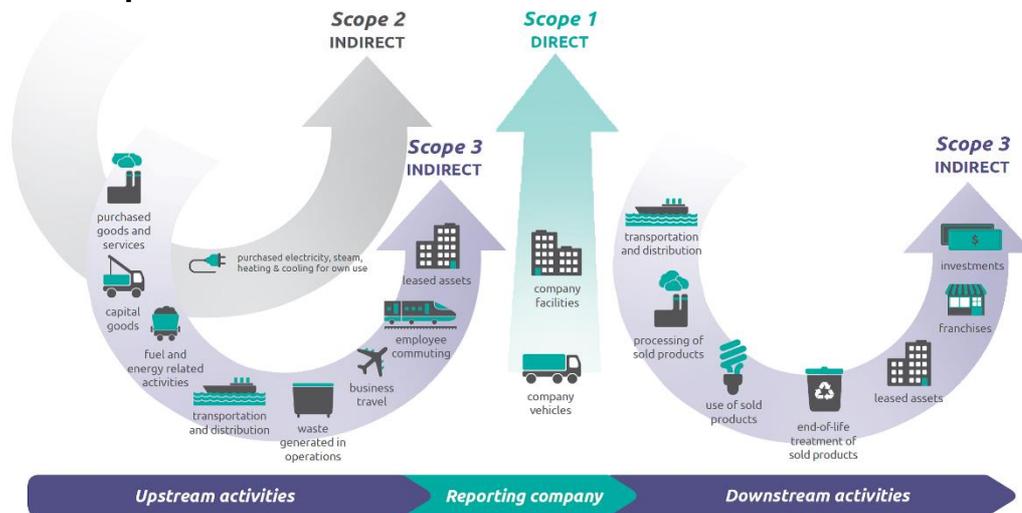


Figura 7 – Emissões de gases de efeito estufa de escopo 1, 2 e 3¹⁶

De acordo com a definição da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos¹⁷:

- Emissões de GEE de escopo 1 são aquelas que ocorrem a partir de fontes que são controladas ou de propriedade de uma organização (por exemplo, emissões associadas à combustão de combustível em suas instalações ou por seus veículos);

¹⁵ Fonte: [EU ETS Handbook](#), Comissão Europeia – página 55.

¹⁶ Fonte: [Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos](#).

¹⁷ Fonte: Emissões [Escopo 1 e 2](#) e [Emissões Escopo 3](#), Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos.



2. As emissões de escopo 2 são emissões indiretas de GEE associadas à energia elétrica, vapor ou calor utilizado nos processos produtivos de uma organização. Embora estas ocorram fisicamente na instalação onde a energia é produzida, podem ser contabilizadas no inventário da organização que utiliza a energia pois são resultado de seu consumo para os processos produtivos locais;
3. O escopo 3 se refere às emissões de atividades não desempenhadas diretamente, porém impactadas indiretamente, pela influência da organização em sua cadeia de valor. Por exemplo, emissões associadas à queima dos combustíveis fósseis produzidos por uma indústria de óleo e gás. As emissões do escopo 3 incluem todas as fontes que não estão dentro dos limites do escopo 1 e 2 de uma organização¹⁸ e são também chamadas de emissões da cadeia de valor, geralmente representando a maioria das emissões totais de GEE associadas a uma organização.

Emissões durante a operação vs. emissões no ciclo de vida

Usualmente, a atuação dos mecanismos de precificação de emissões de GEE sob o setor elétrico se dá nas emissões do escopo 1 – aquelas associadas à queima de combustíveis fósseis na operação das instalações, destinada à produção de energia elétrica.

As emissões associadas aos materiais utilizados para a construção destas instalações (maquinário, concreto, painéis solares etc.) em geral não é considerada, de modo que as emissões associadas às fontes renováveis – e.g., eólicas, solares etc. – são consideradas como nulas.

A análise das emissões associadas ao ciclo de vida destas plantas se dá, justamente, ao considerar as emissões associadas à infraestrutura destas instalações nas análises de investimentos e de planejamento da expansão. Isto foi investigado, por exemplo, por Portugal-Pereira et al¹⁹.

No entanto, note que a depender da abrangência dos mecanismos de precificação de emissões em vigor, o efeito da precificação das emissões associadas à produção de materiais necessários à infraestrutura destas usinas já pode estar incluso no investimento despendido para a construção das mesmas – isto é, se houver um mecanismo de precificação de emissões abrangente em vigor, é natural esperar que todas as cadeias produtivas sejam alvo de seu escopo de regulação e, por isso, as diferentes matérias primas e produtos terão internalizados, em alguma medida, o preço de suas emissões associadas.

¹⁸ As emissões do Escopo 3 para uma organização são as emissões do escopo 1 e 2 oriundas de outras organizações.

¹⁹ Portugal-Pereira, J., Köberle, A. C., Soria, R., Lucena, A. F. P., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2016). Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. In Energy (Vol. 115, p. 1424–1435). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.062>.

3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

3.1 Mecanismo híbrido: impostos sobre emissões ou *cap and trade*

3.1.1 Canadá

Emissões e metas climáticas

Em 2019, foram emitidas 730 MtCO₂e no Canadá, dos quais a maior parte tem origem na produção de energia (elétrica e para outros fins) e consumo de combustíveis para transporte. O governo canadense aprovou, em junho de 2021, o *Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act*, estabelecendo o compromisso para a neutralidade de emissões de gases de efeito estufa até 2050²⁰. Adicionalmente, foi definido que metas intermediárias – para os anos de 2035, 2040 e 2045 – serão definidas até uma década anteriormente à data limite. A meta para 2030 é de reduzir as emissões entre 40% e 45%²¹ com relação aos níveis de 2006, contribuição mais ambiciosa que aquela assumida como compromisso no Acordo de Paris – de 36% de redução.

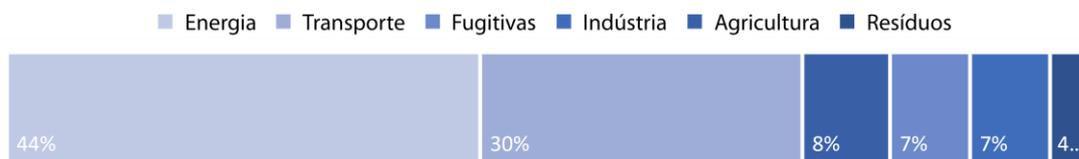


Figura 8 – Composição das emissões de GEE do Canadá em 2019²².

Visão Geral

O Marco Pan-canadense²³ de Precificação da Poluição por Carbono, lançado em outubro de 2016, estabeleceu a precificação de emissões a nível nacional. Ele dá às províncias e territórios a flexibilidade para desenvolver seus próprios sistemas de precificação de emissões, ao mesmo tempo que descreve critérios mínimos que os sistemas de precificação devem atender a nível nacional. Um sistema federal de *backstop* foi projetado para ser implementado em qualquer província que o solicite ou que não tenha um sistema de precificação de emissões em vigor que cumpra os critérios mínimos impostos a nível nacional.

Em maio de 2017, o governo canadense divulgou um documento técnico delineando o sistema, que consiste em duas partes: um encargo sobre a utilização de combustíveis fósseis e um sistema de comércio de emissões regulado para a indústria. O sistema de *backstop* foi implantado em 2019.

²⁰ Fonte: [Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act](#)

²¹ Fonte: [Governo do Canadá](#)

²² Fonte: [Governo do Canadá](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.

²³ Fonte: [“Pan-Canadian Framework on Clean Growth and Climate Change”](#), Meio Ambiente e Mudança Climática, Governo do Canadá.

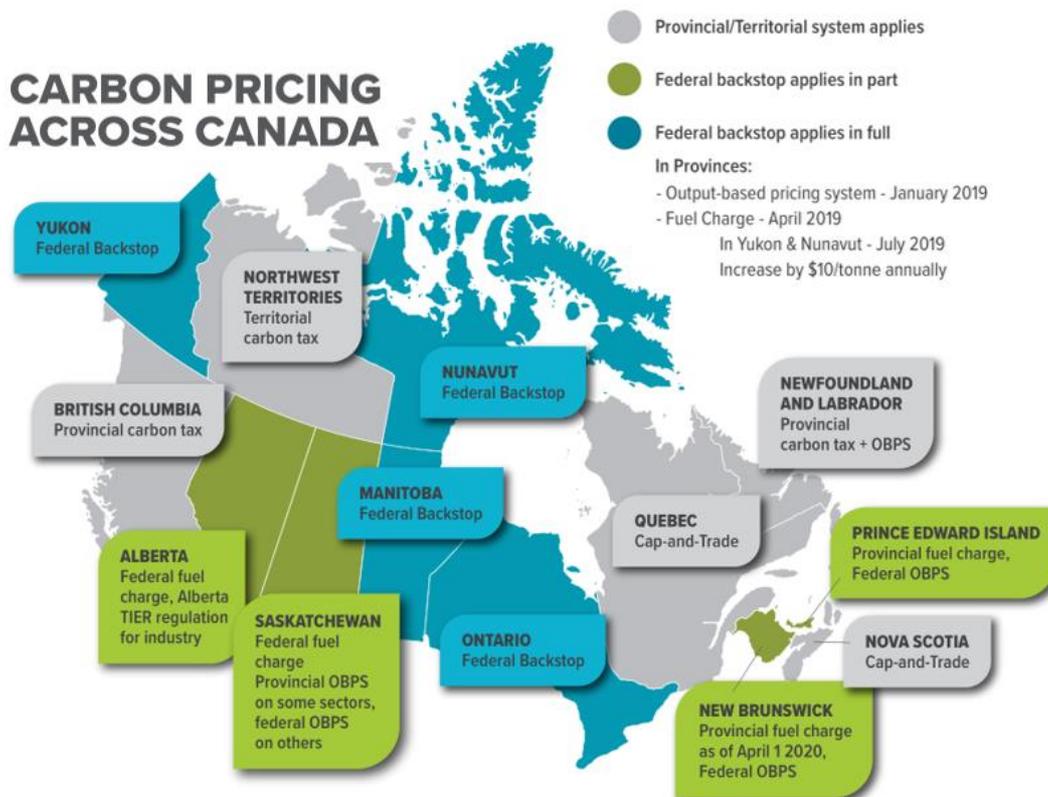


Figura 9 – Precificação de emissões por província no Canadá e o sistema de *backstop*²⁴

O sistema de comércio de emissões

O sistema federal de preços com base na produção (do inglês *output-based pricing system* – OBPS) define um padrão de intensidade de emissões, ou um padrão baseado na produção, para atividades industriais que se baseia nas emissões por unidade de produção de um determinado produto ou atividade. Os regulamentos do OBPS atualmente incluem 78 padrões que cobrem uma ampla gama de setores e atividades industriais.

Instalações que emitem menos do que seu limite anual ganham permissões excedentes que podem vender. Instalações que emitem acima de seu limite devem fornecer compensação em um prazo prescrito para cada tonelada de GEE acima do limite, usando as seguintes opções: (i) pagar o preço do carbono ao Governo por meio de uma taxa sob as emissões excedentes ou (ii) comprar permissões de outros participantes.

O Governo do Canadá se comprometeu a devolver todas as receitas provenientes do sistema federal de precificação de poluição por carbono às jurisdições de origem. A abordagem específica para devolver os rendimentos do OBPS está atualmente em desenvolvimento.

O encargo sobre combustíveis

O encargo geralmente é pago pelos produtores e distribuidores de combustível nas províncias onde se aplica o mecanismo de *backstop*. A cobrança do encargo está sob a

²⁴ Fonte: “[Greenhouse Gas Pollution Pricing Act – 2019 Annual Report](#)”. Meio Ambiente e Mudança Climática, Governo do Canadá.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

tutela do Ministério das Finanças e é administrada pela Agência de Receitas do Canadá (do inglês *Canada Revenue Agency*, CRA). O encargo é aplicável a 21 combustíveis fósseis, incluindo gasolina, óleo combustível leve (por exemplo, diesel) e gás natural.

Tabela 1 – Alíquotas para emissões e combustíveis no Canadá²⁵

	CAD /	2019	2020	2021	2022
Preço das emissões	tonCO2e	20	30	40	50
Combustível de aviação	Litro	0,0498	0,0750	0,0995	0,1244
Gasolina	Litro	0,0442	0,0660	0,0884	0,1105
Óleo Combustível	Litro	0,0537	0,0810	0,1073	0,1341
Propano	Litro	0,0310	0,0460	0,0619	0,0774
Gás Natural	m ³	0,0391	0,0590	0,0783	0,0979

Nas jurisdições que optam por adotar o sistema federal, os recursos são devolvidos diretamente aos governos. Em jurisdições que não atenderam aos padrões de rigor federal para reduzir a poluição de carbono, os rendimentos são devolvidos por meio de:

- Valores pagos diretamente a indivíduos e famílias.
- Financiamentos: programas federais para apoiar escolas, hospitais, pequenas e médias empresas, faculdades, universidades, municípios, organizações sem fins lucrativos e comunidades indígenas.

Os gráficos a seguir comparam a eletricidade gerada a partir de combustíveis fósseis, o PIB e as emissões de gases de efeito estufa no Canadá. Embora a tendência observada para as emissões seja de manutenção dos níveis históricos, não é possível identificar na evolução do PIB impactos negativos associados à adoção da precificação de emissões nas diferentes províncias ao longo dos anos 2000 – e.g., em British Columbia existe um imposto sobre emissões desde 2008.

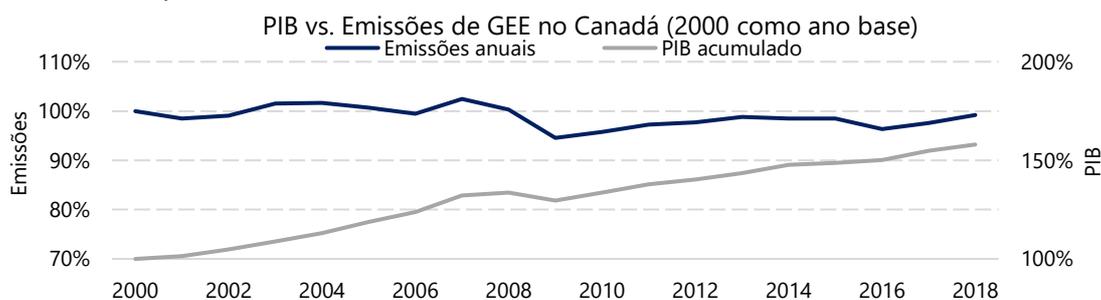


Figura 10 – Evolução das emissões anuais de GEE²⁶ vs. evolução do PIB²⁷ no Canadá

Por outro lado, é clara a tendência de redução da geração de energia elétrica proveniente de combustíveis fósseis em todo o país, com uma redução de cerca de 25% com relação aos níveis praticados no ano 2000.

²⁵ Fonte: “[Greenhouse Gas Pollution Pricing Act – 2019 Annual Report](#)”. Meio Ambiente e Mudança Climática, Governo do Canadá.

²⁶ Fonte: [Inventário de Emissões](#), Meio Ambiente e Mudança Climática, Governo do Canadá.

²⁷ Fonte: Banco Mundial.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

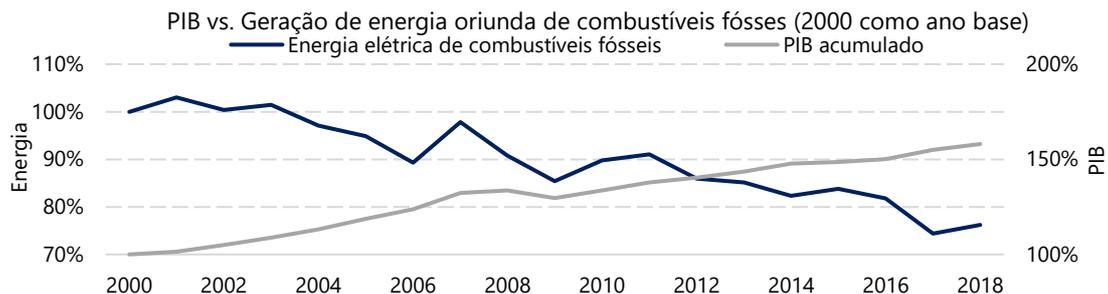


Figura 11 – Evolução da geração de energia por combustíveis fósseis²⁸ vs. evolução do PIB no Canadá

3.2 Impostos sobre emissões

3.2.1 British Columbia (Canadá)

Emissões e metas climáticas

Em 2018 foram emitidas 67,4 MtCO₂e na província canadense de British Columbia (BC), das quais a maior parte é oriunda da utilização de combustíveis para o transporte e produção de energia. A província possui metas de redução de emissões de GEE para os anos de 2030, 2040 e 2050, estabelecidas em, respectivamente, 40%, 60% e 80% dos níveis vistos em 2007²⁹.

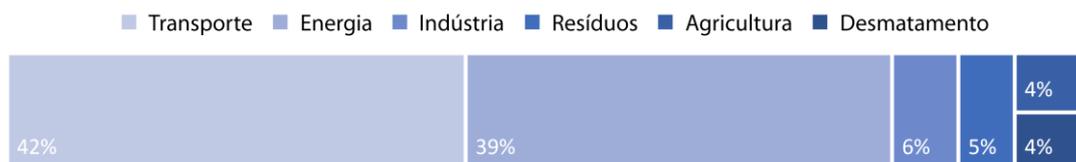


Figura 12 – Composição das emissões de GEE de British Columbia em 2018³⁰

Visão geral

Em julho de 2008, a província lançou a primeira reforma da América do Norte de tributação de emissões. O imposto foi introduzido a uma taxa de CAD 10 por tonelada de CO₂e, com um cronograma de aumentos anuais de CAD 5 por tonelada de CO₂e até que o imposto atingiu CAD 30 por tonelada de CO₂e em 2012. Em 1º de abril de 2019, o valor atingiu CAD 40 por tonelada e, dois anos após, a alíquota foi estabelecida em CAD 45 por tonelada, seu valor atual. Em 2022 seu valor será novamente atualizado, desta vez para CAD 50 por tonelada³¹.

O imposto vigente em British Columbia difere da maioria dos outros impostos aplicados globalmente ao incidir igualmente sob a combustão de todos os combustíveis fósseis na província. Considerando as fontes emissoras de GEE na província, o mecanismo vigente atinge aproximadamente 70% das emissões locais de gases de efeito estufa.

A Figura 13 compara a evolução do PIB e das emissões de GEE da província, desde 2000. Assim como destacado para o Canadá, seção 3.1.1, não é possível identificar na

²⁸ Fonte: [StatsCan](#), o Departamento de Estatísticas do Governo do Canadá.

²⁹ Fonte: [Governo de British Columbia](#)

³⁰ Fonte: [Governo de British Columbia](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.

³¹ Fonte: [Governo de British Columbia](#)



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

evolução do PIB impactos negativos associados à adoção da precificação de emissões em British Columbia.

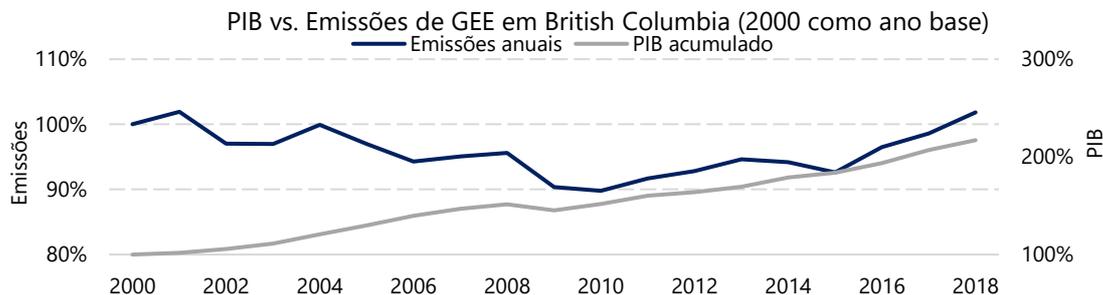


Figura 13 – Evolução das emissões anuais de GEE³² vs. evolução do PIB³³ em British Columbia

Uso das receitas

Ao implementar a política de imposto sobre as emissões, o governo garantiu que a receita seria devolvida à população por meio de desoneração tributária (por exemplo, por meio de reduções do imposto de renda) ou pagamentos diretos. Inicialmente, dois terços foram devolvidos à população (por meio de subsídios direcionados às famílias de baixa renda e desoneração tributária para toda a população) e um terço para as empresas (desoneração tributária).

A alíquota de imposto de renda corporativo foi reduzida de 12% para 10% entre 2008 e 2010, enquanto a alíquota para pequenas empresas foi reduzida de 4,5% para 2,5% até 2011. Um pagamento único, direto, de CAD 100 por adulto também foi fornecido em 2008, ano da implementação da política, como meio de reparação à população.

Com o tempo, a distribuição mudou. Atualmente, mais da metade das receitas são revertidas para as empresas por meio de desoneração tributária. Desde 1º de julho de 2021³⁴ os valores dos subsídios direcionados às famílias são de até CAD 174 por cada adulto e CAD 51 por cada criança, por ano, a depender da renda familiar – o chamado Crédito Fiscal de Ação Climática³⁵. Esta compensação está disponível para indivíduos e famílias de renda baixa e moderada, com o fim de compensar o impacto dos impostos sobre o carbono. Aproximadamente 1,3 milhão de habitantes da província possuem esse benefício.

Em 2019, 1,7 bilhões de dólares canadenses, que correspondem a 5% do total de impostos da província, foram revertidos à população. Ao longo dos anos é possível perceber o aumento na arrecadação associada ao imposto sobre as emissões – isto é explicado pelos aumentos praticados para a alíquota, enquanto as emissões também aumentaram entre 2008 e 2020, voltando a níveis próximos aos observados em 2000 (após ser observada uma queda entre 2000 e 2008).

³² Fonte: [Inventário de Emissões](#), Governo de British Columbia.

³³ Fonte: [Governo de British Columbia](#).

³⁴ Fonte: [Governo de British Columbia](#)

³⁵ Climate Action Tax Credit.

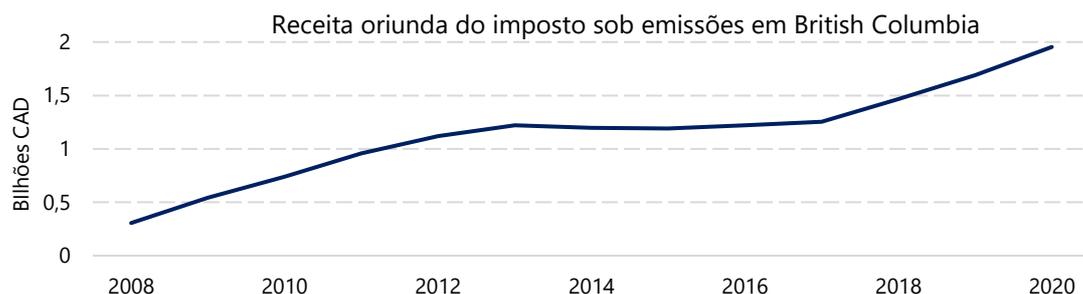


Figura 14 – Evolução da arrecadação associada ao imposto sobre emissões de GEE³⁶

3.2.2 Europa

Os “impostos de carbono” são, na verdade, impostos sobre emissões de GEE e podem ser cobrados sobre diferentes tipos de gases de efeito estufa, como dióxido de carbono, metano, óxido nitroso e gases fluorados. O escopo do imposto sobre as emissões de cada país difere, resultando em diferentes escopos de regulação sobre as emissões de gases de efeito estufa.

Por exemplo, o imposto de carbono da Espanha só se aplica a gases fluorados, tributando apenas 3% das emissões totais de gases de efeito estufa do país. A Noruega, em contraste, aboliu recentemente a maioria das isenções, agora cobrindo mais de 60% de suas emissões.

Tabela 2 - Impostos sobre emissões de GEE na União Europeia em 2020³⁷

País	Valor (por tCO ₂ e)	Emissões cobertas	Implementação
Dinamarca (DK)	EUR 23.21 (USD 27.37)	40%	1992
Estônia (EE)	EUR 2.00 (USD 2.36)	3%	2000
Finlândia (FI)	EUR 62.00 (USD 73.11)	36%	1990
França (FR)	EUR 44.60 (USD 52.59)	35%	2014
Islândia (IS)	EUR 27.38 (USD 32.29)	29%	2010
Irlanda (IE)	EUR 20.00 (USD 23.58)	49%	2010
Letônia (LV)	EUR 5.00 (USD 5.90)	15%	2004
Noruega (NO)	EUR 52.09 (USD 61.42)	62%	1991
Polônia (PL)	EUR 0.07 (USD 0.08)	4%	1990
Portugal (PT)*	EUR 12.74 (USD 15.02)	29%	2015
Eslovênia (SI)	EUR 17.00 (USD 20.05)	24%	1996
Espanha (ES)	EUR 15.00 (USD 17.69)	3%	2014
Suécia (SE)	EUR 114.00 (USD 134.42)	40%	1991
Suíça (CH)	EUR 83.17 (USD 98.08)	33%	2008
Ucrânia (UA)	EUR 0.33 (USD 0.39)	71%	2011
Reino Unido (GB)*	EUR 20.34 (USD 23.99)	32%	2013

Com exceção da Suíça e da Ucrânia, todos os países europeus que cobram um imposto sobre o carbono também fazem parte do Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia (EU ETS, do inglês *European Union Emissions Trading System*), um mercado criado para comercializar um número limitado de permissões de emissão de gases de efeito estufa que abrange toda a União Europeia, mais Islândia, Liechtenstein e

³⁶ Fontes: “[BC Budget and Fiscal Plan 2013/14](#)” e “[BC Budget and Fiscal Plan 2020/21](#)”, Ministério de Finanças e Relações Corporativas, Governo de British Columbia.

³⁷ Os impostos sobre o carbono em Portugal e no Reino Unido estão vinculados ao preço das permissões de EU ETS. Os valores em dólares americanos são estimados com base na taxa de câmbio de 1,18.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Noruega – seção 3.3.1. A Suíça tem seu próprio sistema de comércio de emissões, que foi vinculado ao sistema europeu em janeiro de 2020.

Análises sobre os impactos na economia

Metcalf et al.³⁸, investigou os impactos dos impostos sobre o carbono no crescimento do PIB e no emprego na Europa, usando dados empíricos do Banco Mundial, coletados desde o início dos anos 1990. O estudo concluiu que, embora os efeitos positivos do imposto sobre o crescimento do PIB e a criação de empregos não sejam estatisticamente significativos, não há evidências para afirmar o contrário, ou seja, de que os impostos possuem efeitos negativos no crescimento do PIB e na geração de empregos.

Carbon Taxes in Europe

Carbon Tax Rates per Metric Ton of CO₂e, as of April 1, 2020

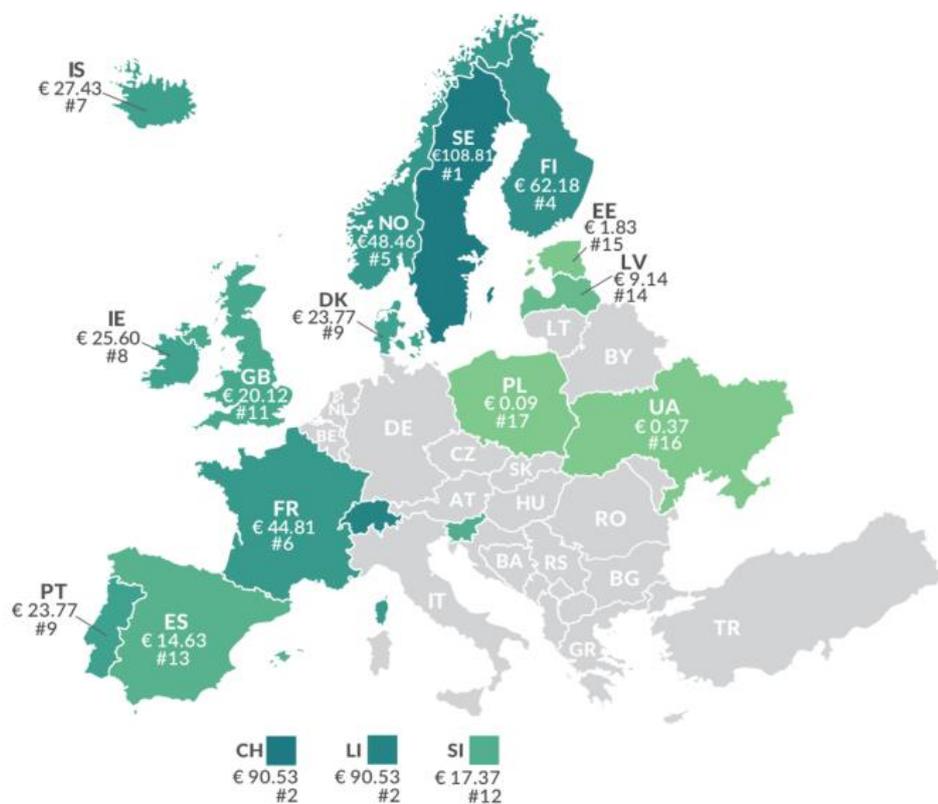


Figura 15 – Impostos sobre emissões de GEE na União Europeia em 2020³⁹

3.2.3 Suécia

Emissões e metas climáticas

Em 2019 foram emitidas 50,9 MtCO₂e de gases de efeito estufa na Suécia, a maior parte relacionada à utilização de energia pela indústria, aos transportes e agricultura. O governo possui meta de neutralidade de emissões para o ano de 2045, com metas intermediárias de reduções de 63% para 2030 e 75% até 2040, utilizando 1990 como ano base⁴⁰.

³⁸ Metcalf, G. E., & Stock, J. H. (2020), "Measuring the Macroeconomic Impact of Carbon Taxes".

³⁹ Fonte: adaptado de Banco Mundial, "[State and Trends of Carbon Pricing 2020](#)".

⁴⁰ Fonte: [Ministério do Meio Ambiente e Energia](#), Governo da Suécia.

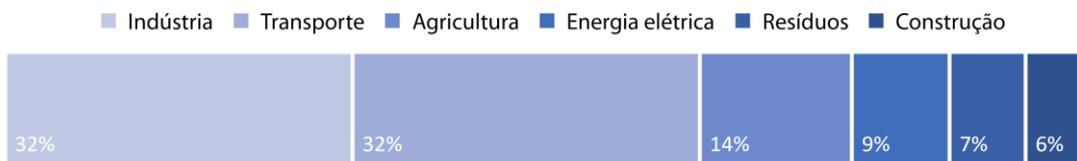


Figura 16 – Composição das emissões de GEE da Suécia em 2019⁴¹

Visão geral

A Suécia implementou seu imposto sobre o carbono em 1991, como uma das muitas medidas tomadas com o objetivo de usar mecanismos de mercado para melhorar a conservação ambiental. Assim, com três décadas de precificação do carbono, a experiência Sueca é um dos exemplos mais bem sucedidos e conhecidos para avaliar os impactos de um imposto sobre emissões.

O imposto sueco aparece como o mais alto do mundo, correspondendo a aproximadamente 114 EUR/tCO₂e em 2021. O imposto incide sob o consumo de combustíveis fósseis, principalmente para aquecimento e transporte, e é calculado com base na intensidade de carbono de cada combustível. Atualmente, o imposto cobre 40% das emissões nacionais de GEE.

Existem setores isentos da tributação desde o seu início, a fim de proteger a competitividade econômica. No entanto, a maioria dos setores isentos foram cobertos pelo EU ETS.

Efeitos negativos e críticas

As principais críticas são justamente sobre a existência de isenções. A primeira é sobre a eficiência da política de tributação, que é prejudicada pelo fato de determinados setores estarem fora de seu escopo de regulação. Por exemplo, as indústrias de aço e materiais de construção estão isentas do imposto. Os críticos defendem a redução do valor da alíquota e o aumento da sua abrangência setorial, de forma a garantir maior eficiência.

A segunda grande crítica é que as indústrias cobertas pelo imposto têm um custo associado às suas emissões significativamente mais alto do que aquelas não cobertas pelo imposto, que estão sob o escopo do EU ETS (já que os preços das permissões nunca, até 2020, haviam excedido o imposto sobre o carbono).

Efeitos positivos

Não há evidências de efeitos adversos do imposto sobre o crescimento econômico do país. Na verdade, o crescimento médio anual do PIB de 1991 a 2018 foi de 2,2%, contra 2,5% nos EUA⁴². Desde a implementação do imposto, estima-se uma redução de 27% nas emissões de gases com efeito de estufa, principalmente atribuível a reduções associadas ao aquecimento residencial, ao setor dos transportes e à indústria.

Receita

⁴¹ Fonte: [Instituto Nacional de Estatística da Suécia](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.

⁴² Fonte: [“Sweden’s Carbon Tax”](#), Governo da Suécia.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Em 2019, a arrecadação com o imposto sobre as emissões correspondeu a SEK 22,2 bilhões (EUR 2,2 bilhões), ou aproximadamente 1%⁴³ das receitas fiscais totais do país – Figura 17.

Os recursos são destinados ao orçamento federal, mas também há redução sobre outros impostos. Entre 1990 e 1991, as alíquotas mais altas de imposto de renda para as pessoas físicas foi reduzida de 80% para 50%. Por volta do mesmo período, a alíquota do imposto corporativo foi reduzida de 57% para 30% (enquanto a base tributária corporativa foi ampliada) e a renda do capital – juros, dividendos e ganhos de capital – foi tributada a uma alíquota uniforme de 30%⁴⁴.

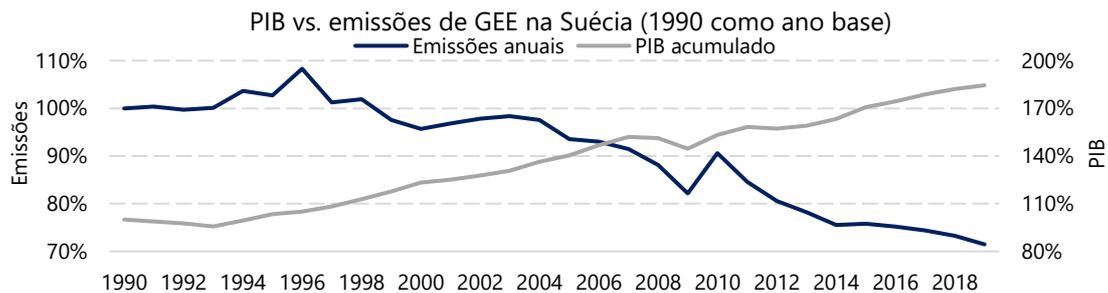


Figura 17 – Evolução das emissões anuais de GEE⁴⁵ vs. evolução do PIB⁴⁶ na Suécia

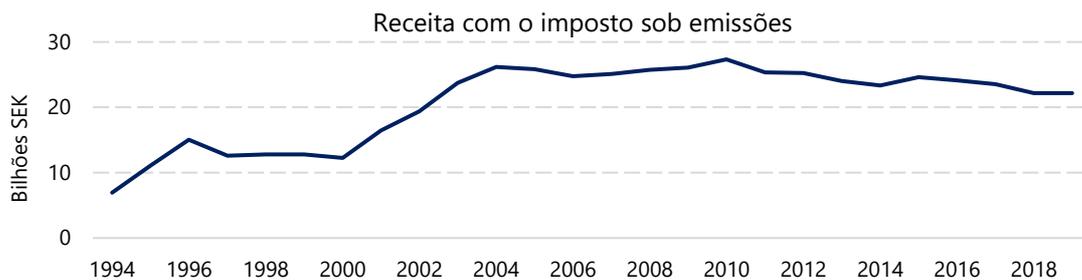


Figura 18 – Evolução da arrecadação associada ao imposto sobre emissões de GEE⁴⁷

Embora a alíquota praticada para as emissões de gases de efeito estufa tenham sido elevadas ao longo dos anos – o país é famoso por possuir o imposto mais alto sobre emissões de GEE no mundo – as emissões caíram, Figura 17. Deste modo, a receita obtida com o imposto sobre o carbono aumentou continuamente até o ano de 2005, quando se estabilizou até 2010, antes de diminuir ligeiramente na última década – Figura 18.

3.3 Mercado de carbono - cap and trade

3.3.1 Sistema de Comércio de Emissões da União Europeia

Emissões e metas climáticas

⁴³ Fonte: “[Revenue Statistics 2020 - Sweden](#)”, OCDE. Tomando por base a arrecadação de SEK 2 trilhões, página 2.

⁴⁴ Fontes: “[Looking Back on 30 Years of Carbon Taxes in Sweden](#)”, Tax Foudation, Setembro de 2020; “[Budgetpropositionen för 1998: Bilaga 6](#)”, Setembro de 1997, Governo da Suécia.

⁴⁵ Fonte: [Instituto Nacional de Estatística da Suécia](#).

⁴⁶ Fonte: Banco Mundial.

⁴⁷ Fontes: [Agência Tributária da Suécia](#), Governo da Suécia. Taxa de câmbio em outubro de 2021: 1 SEK = 0,12 USD.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Em 2019, a União Europeia emitiu 3,601 MtCO₂e de gases de efeito estufa, dos quais a maior parte está associada a fins energéticos (incluindo energia elétrica), ao transporte e à atividade industrial. As metas climáticas são de redução do nível de emissões em 55%, com relação a 1990, até 2030 – esta meta foi elevada em 2021, partindo de uma meta até então estabelecida em 40% de redução de emissões – e atingir a neutralidade em emissões até 2050⁴⁸.

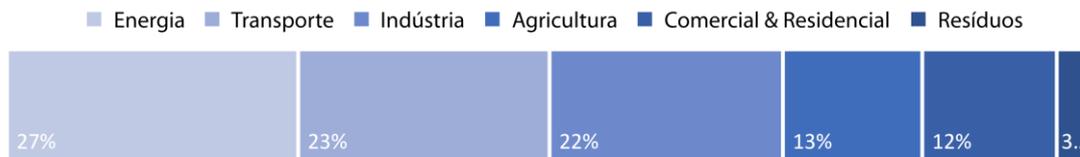


Figura 19 - Composição das emissões de GEE da União Europeia (EU-27) em 2019⁴⁹

Visão geral

O *European Union Emission Trading System* é um sistema *cap and trade*, isto é, de comercialização de emissões. O mecanismo limita o volume total de emissões de GEE de instalações, além de operações de aeronaves, responsáveis por cerca de 45% das emissões de GEE da União Europeia. O mecanismo gerou receitas de mais de EUR 19 bilhões somente em 2020 - quando o preço médio da licença era de 24,76 EUR. O maior e mais antigo sistema de comércio de emissões para reduzir as emissões de GEE, o EU ETS cobre mais de 12.000 instalações industriais e de geração de energia elétrica em 31 países. Introduzido em 2005, o mecanismo passou por várias fases e reformas. A última revisão de seu funcionamento, concluída em 2018, foi implementada com a atualização da legislação e o início da quarta fase, que se deu oficialmente a partir de janeiro de 2021. Em 2019, o foco mudou para a implementação das disposições acordadas antes da próxima fase de comercialização (2021-2030). Em janeiro de 2020, o mecanismo passou a ser vinculado ao sistema de comércio de emissões Suíço, a primeira vinculação deste tipo para ambas as partes. As fases são detalhadas a seguir:

- **Fase 1 (2005-2007):** foi a fase piloto do programa, com foco no setor de energia, setores altamente poluentes como siderúrgicas, cimento e refinarias de petróleo. A maior parte das permissões foi alocada gratuitamente. O excesso de oferta de permissões fez com que os preços permanecessem em baixos níveis durante todo o período – cerca de EUR 8 por certificado.
- **Fase 2 (2008-2012):** o uso das permissões da Fase 1 não foi permitido na Fase 2. Devido à crise econômica mundial de 2008 e à redução da atividade econômica, os preços voltaram a cair para valores inferiores a EUR 10 por certificado. O setor de aviação passou a fazer parte do escopo de regulação, cobrindo voos dentro do continente europeu – como contrapartida, grande parte das permissões foi alocada gratuitamente ao setor.
- **Fase 3 (2013-2020):** passou a abranger mais indústrias, como alumínio, química e petroquímica, atingindo um total de mais de 11.000 instalações reguladas em todo o continente. O número de permissões (isto é, o *cap*) começa a diminuir

⁴⁸ Fonte: [Comissão Europeia](#)

⁴⁹ Fonte: [Agência Ambiental Europeia](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

linearmente e anualmente, a uma taxa média de 1,7% ao ano – ou seja, as metas de redução de emissões se intensificam. Menos permissões foram distribuídas gratuitamente em comparação com as fases anteriores, sendo que parte significativa (cerca de 57%) foi leiloadada.

- **Fase 4 (2021-2030):** foi mantida a redução linear do *cap*, agora com uma redução anual de 2,2%. Embora ainda existam algumas alocações de permissões gratuitas para proteger a competitividade de alguns setores, a maior parte das permissões deverá ser leiloadada. Um mecanismo de estabilidade de mercado foi implementado em 2019, para garantir maior estabilidade de preços.

O funcionamento geral do mecanismo é o mesmo apresentado na seção 2.2.3, e aqui discutimos alguns detalhes de sua implementação. O comércio de permissões é permitido, enquanto o empréstimo de períodos de controle futuros é proibido. A utilização de créditos de compensação (*offsets*) não é permitida desde a Fase 4.

Leilão

O formato do leilão de permissões é uma rodada única, lance fechado e de preço uniforme. Para cada leilão, se o volume não for leiloadado integralmente, o leilão é cancelado. Isso ocorre se:

- a) O volume associado às ofertas de compra é inferior ao volume disponível; ou
- b) O preço de compensação está abaixo do preço de reserva do leilão – um preço de compensação mínimo secreto definido antes do leilão, com base no preço de mercado prevalecente para permissões de emissão.

Na Fase 3 (2013-20), cerca de 57% das permissões foram leiloadadas, sendo as restantes permissões atribuídas gratuitamente com base em *benchmarks* – seção 2.2.3. Desde a Fase 3, a alocação de permissões para o setor de energia deve ser totalmente coberta por leilões, enquanto para os setores de indústria e aquecimento ainda há alocações gratuitas.

Alocação gratuita e benchmarks

A partir da Fase 3, foi utilizada uma abordagem de *benchmarking* para a alocação gratuita de permissões (feita anteriormente ao leilão). Durante essa fase, os *benchmarks* foram definidos no nível médio de emissões observadas no percentil 10 das instalações mais eficientes em cada setor, com base nos níveis de atividade observados em 2007-2008.

Para a Fase 4, os *benchmarks* serão recalculados com base nos dados fornecidos pelos agentes de mercado. Dois conjuntos de *benchmarks* serão aplicados, um abrangendo o período de 2021-2025 e outro para o período de 2026-2030. Os dados de emissões foram coletados até o final de 2019 para calcular o primeiro conjunto de *benchmarks*, o que será feito novamente em 2024.

Os valores de referência na Fase 4 serão ajustados para considerar o progresso tecnológico: uma taxa de redução anual (entre 0,2% e 1,6%) será determinada para cada setor.

De 2030 em diante, apenas os setores expostos à fuga de emissões (e os combustíveis utilizados para aquecimento doméstico) serão elegíveis para receber permissões gratuitas. Todos os outros setores precisarão adquirir permissões por meio dos leilões realizados.

Fuga de emissões



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Para enfrentar o desafio das fugas de emissões, o regramento do EU ETS inclui várias disposições para limitar os custos de emissões diretas/indiretas e proteger a competitividade comercial de empresas da União Europeia.

- a) Os custos de emissão direta referem-se aos custos associados às emissões diretas do participante;
- b) Os custos de emissão indireta referem-se especificamente aos custos de emissão que são repassados através dos preços da energia elétrica.

Setores vulneráveis à fuga recebem permissões gratuitamente até um *benchmark* predefinido. A definição de quais são os setores expostos às fugas de emissões é renovada a cada cinco anos – não antes disso. Quando um setor é considerado exposto e elegível para a alocação gratuita de permissões, este manterá o *status* até a próxima renovação⁵⁰. A fuga de carbono é avaliada utilizando um indicador composto pela exposição ao comércio internacional e pela intensidade de emissões do setor.

Estabilidade do mercado

Existe um preço de reserva do leilão, um preço mínimo definido antes do leilão – e apenas divulgado após o certame. Se os preços do leilão estiverem abaixo desse limite, nenhuma permissão é vendida. Praticamente não há limite máximo de preços, porém uma reserva de estabilidade de mercado (inglês *Market Stability Reserve*, MSR) passou a vigorar em janeiro de 2019. Seu objetivo é atenuar qualquer desequilíbrio entre oferta e demanda de permissões que prevaleça no mercado de permissões de emissões, adicionando ou retirando permissões de circulação, com o objetivo de oferecer resiliência, para os preços, aos choques de oferta ou demanda.

A Comissão Europeia publica o número total de permissões em circulação até 15 de maio. Quando o total de permissões for:

- a) Acima de 833 milhões, 12% (até 24% em 2023) do excedente é retirados dos leilões futuros e mantidas na reserva por um período de 12 meses.
- b) Abaixo de 400 milhões, 100 milhões de permissões são retiradas da reserva e injetadas no mercado.

Setor elétrico

Todas as permissões devem ser adquiridas por meio de leilões (ou seja, não há atribuição gratuita ao setor elétrico), com exceção de Estados-Membros com baixa renda, cujos setores elétricos estejam em processo de desenvolvimento ou modernização.

Uso das receitas

Ao menos metade das receitas deve ser destinada para fins relacionados com o clima e energia limpa (o valor observado em 2018 foi cerca de 70% e, em 2019, 77%). Os Estados-Membros são obrigados a informar à Comissão Europeia o destino dado às receitas. A Fase 4 criou dois fundos bilionários para apoiar investimentos de baixo carbono:

- a) **Fundo de Inovação:** apoio a tecnologias inovadoras para a indústria, bem como captura e armazenamento/uso de carbono e energia renovável.

⁵⁰ Por exemplo, o conjunto de setores considerados vulneráveis na revisão de 2019 manterá o status no período 2021-2030.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- b) **Fundo de Modernização:** apoiar investimentos na modernização de sistemas de energia e melhoria da eficiência energética em dez Estados-Membros de baixa renda, incluindo investimentos para apoiar uma transição socialmente justa para uma economia de baixo carbono – e.g., qualificação/requalificação dos trabalhadores afetados.

Monitoramento, cumprimento e penalidades

Desde a Fase 3, as regras de *compliance* do mecanismo foram harmonizadas para os diferentes setores e países. Os regulamentos da Comissão Europeia agora se aplicam ao monitoramento e relatórios de emissões, bem como à verificação e acreditação de verificadores. É necessário um plano de monitoramento para cada agente regulado (aprovado por autoridade competente).

Todos os anos, os agentes devem apresentar um relatório documentando suas emissões. Os dados de um determinado ano devem ser validados por um verificador credenciado até março do ano seguinte. Uma vez verificados os dados, os agentes devem apresentar o número equivalente de permissões até abril do mesmo ano. Multas são impostas se as empresas não apresentarem os certificados no prazo, fixadas⁵¹ em EUR 100 para cada tonelada de CO₂e emitida e para a qual nenhuma permissão foi apresentada. Mesmo após a incidência da multa, as empresas ainda possuirão a obrigação de apresentar as permissões devidas, para que a meta de emissões do mecanismo seja mantida.

Além disso, há também uma sanção do tipo “lista da vergonha⁵²”: o nome da empresa inadimplente é divulgado publicamente.

A Figura 20 compara a evolução do PIB dos países da União Europeia (EU-27) com suas emissões associadas de gases de efeito estufa. É possível observar reduções cada vez mais intensas nas emissões, à medida que EU ETS caminhou para fases mais restritivas e outras políticas ambientais foram implementadas a nível Europeu – como a adoção, em 2009, do Plano Europeu sobre Energia e Clima 2020, e das respectivas metas associadas, como a famosa 20-20-20⁵³.

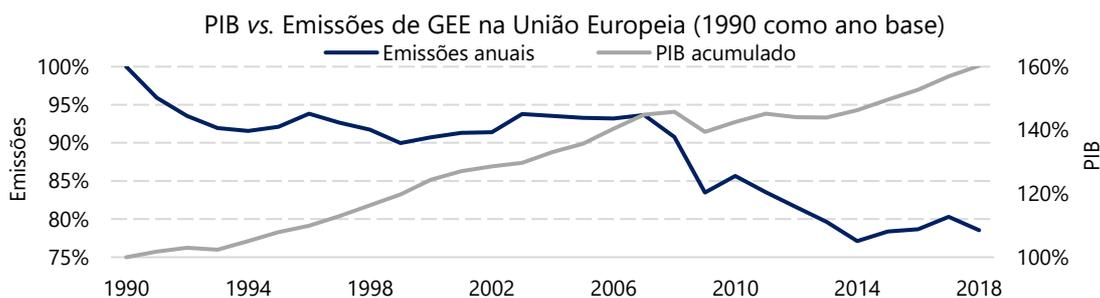


Figura 20 – Evolução das emissões anuais de GEE⁵⁴ vs. evolução do PIB⁵⁵ na União Europeia
Os preços observados para a negociação das permissões no EU ETS foram, em geral, baixos e bastante comportados entre 2008 e 2018. Antes disso, época para a qual não

⁵¹ O valor é corrigido pela inflação da União Europeia desde 2013.

⁵² Em inglês, *name and shame sanction*.

⁵³ 20% de redução nas emissões de gases de efeito estufa, 20% de aumento na utilização de eficiência energética e 20% de participação de energias renováveis na geração de energia elétrica. Fonte: [Plano 2020](#), Comissão Europeia.

⁵⁴ Fonte: [Inventário de Emissões](#), Agência Europeia de Proteção Ambiental.

⁵⁵ Fonte: Banco Mundial.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

foi obtida a série histórica de preços, o mecanismo estava em sua fase piloto e havia uma sobreoferta considerável de permissões, de modo que os preços ficaram bastante abaixo dos 10 EUR/tCO₂e.

À medida que EU ETS avançava para fases mais ambiciosas, por meio da redução linear aplicada no limite de emissões (e permissões liberadas para negociação), os preços subiram. Nos últimos anos, os preços foram também impulsionados pelo maior interesse do público pelas questões associadas às mudanças climáticas e, desde 2019, pela captação de permissões para compor a reserva para estabilidade de mercado implementada. Em 2020 o preço das permissões caiu por conta da pandemia de Covid-19, porém rapidamente recuperou os níveis observados anteriormente às medidas de isolamento social e as ultrapassou, fechando o ano acima dos 30 EUR.



Figura 21 – Evolução do preço das permissões associadas ao EU ETS⁵⁶

⁵⁶ Fonte: [ETS prices](#), ICAP Carbon Action. Em 2021 os preços já atingem mais de 60 euros/tCO₂e.

3.3.2 Iniciativa Regional de Gases de Efeito Estufa (Estados Unidos)

Emissões e metas climáticas

Em 2014, os estados cobertos pelo programa emitiram 463,6 MtCO₂e. As metas para redução de emissões são definidas por cada estado participante do mecanismo, porém a maior parte mira os anos de 2030, 2045 e 2050, com reduções de até 80% das emissões associadas⁵⁷.

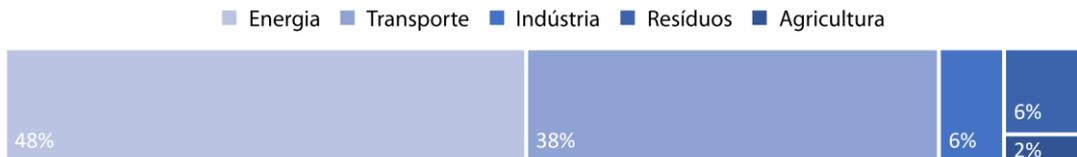


Figura 22 – Composição das emissões de GEE dos estados participantes do RGGI⁵⁸

Visão geral

O RGGI⁵⁹ foi o primeiro sistema de comércio de emissões obrigatório nos Estados Unidos, cobrindo as emissões do setor de energia elétrica de onze estados. O sistema começou a operar em 2009 com 10 estados. O seu desenvolvimento baseou-se em um regimento comum⁶⁰, a partir do qual cada estado estabeleceu programas de metas individuais de redução das emissões locais. Nova Jersey retirou-se do programa no final de 2011, mas voltou ao RGGI em janeiro de 2020.

O programa prevê o controle apenas da emissão de CO₂, e cobre 18% do total de emissões dos estados participantes. O limite estabelecido para o ano de 2020 foi de 87,4 MtCO₂e, com decréscimo anual de 3% até 2030.

O funcionamento geral do mecanismo é o mesmo apresentado na seção 2.2.3, e aqui discutimos alguns detalhes de sua implementação. O comércio de permissões é permitido, enquanto o empréstimo de períodos de controle futuros é proibido. A utilização de créditos de compensação (*offsets*) é permitida para cobrir até 3,3% das obrigações dos agentes. Em 2019, a média de preços foi de 5,98 dólares/tonCO₂.

Leilão

O mecanismo é estruturado em torno de períodos de controle. Já houve quatro períodos de controle, cada um com duração de 3 anos, sendo o quinto período iniciado em 2021. As permissões de emissão são distribuídas por meio de leilões trimestrais. Os leilões são abertos a todas as partes com garantia financeira, que podem adquirir até 25% das permissões oferecidas no certame.

Estabilidade do mercado

O RGGI conta com um preço mínimo para os leilões, além de um mecanismo de estabilidade de preços, guiado por gatilhos de preços – estabelecido em 2021. Em 2020, o preço mínimo do leilão era cerca de 2,4 USD/tCO₂, aumentando 2,5% ao ano.

⁵⁷ Fonte: [Metas climáticas](#) e compromissos dos estados participantes, RGGI.

⁵⁸ Fonte: [World Resource Institute](#), com dados de inventários da [Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.

⁵⁹ Do inglês Regional Greenhouse Gas Initiative – RGGI.

⁶⁰ O primeiro documento data de 2005, quando foi publicado um acordo sobre o funcionamento do mecanismo entre os estados participantes – “[Memorandum of Understanding](#)”. A versão mais recente das regras foi publicada em 2017 – “[RGGI Model Rule](#)”.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Em 2021, um mecanismo de estabilidade (em inglês, *Emissions Containment Reserve* – ECR) passou a influenciar o balanço de oferta vs. demanda de permissões, com a finalidade de prevenir a volatilidade de preços.

Permissões são retiradas de circulação (nos leilões) se certos preços de gatilho forem alcançados, até um volume equivalente a 10% do total de permissões. Em 2021, esse preço de gatilho foi definido em 6 USD/tCO₂, aumentando 7% ao ano. Por outro lado, quando os preços atingem o gatilho superior, permissões são liberadas para o mercado – também até o limite de 10% do total de permissões. Em 2021, o gatilho superior foi definido como 13 USD/tCO₂.

Uso das receitas

As receitas provenientes dos leilões são revertidas aos estados e têm sido direcionadas a programas de benefícios ao consumidor: eficiência energética, energia renovável, descontos na conta de energia elétrica e outros programas de redução de emissões de gases de efeito estufa. Em 2019, foram arrecadados USD 284 milhões, somando USD 3,4 bilhões desde seu início.

Compensações (offsets)

Até 3,3% das obrigações de uma entidade regulada podem ser cobertos utilizando créditos de compensações. Essa participação permanecerá a mesma entre 2021 e 2030.

Monitoramento, cumprimento e penalidades

As entidades reguladas devem cobrir 50% de suas emissões com permissões durante os primeiros dois anos de um período de controle. Permissões correspondentes à totalidade das emissões restantes devem ser apresentadas até o final do período de controle – que dura três anos.

Os dados de emissões e permissões são registrados no banco de dados da Agência de Proteção Ambiental do governo dos Estados Unidos⁶¹. O não cumprimento implica na obrigação de a entidade apresentar três permissões adicionais para cada permissão que tenha falhado em apresentar no prazo estabelecido. Além disso, as entidades podem estar sujeitas a penalidades financeiras explícitas, dependendo da regulamentação específica de cada estado.

Em geral, o preço das permissões negociadas no mercado bilateral acompanham os preços revelados nos leilões trimestrais – Figura 23. Os preços em geral são baixos, se comparados aos níveis praticados nos países Europeus, o que é um resultado conjunto de diversos fatores: (i) o mecanismo é aplicado apenas ao setor elétrico; (ii) os diferentes estados participantes adotaram, ao longo dos anos 2000, e ainda possuem, metas para aumentar a participação de energia renovável em suas matrizes – pressionando a sobreoferta de permissões; (iii) a expansão do *shale gas* como uma fonte barata e com potencial para substituição do carvão, que possui uma intensidade de emissões superior. Adicionalmente, a atuação do mecanismo de estabilidade de preços contribui para a manutenção dos baixos níveis de preços observados.

⁶¹ United States Environmental Protection Agency's (US EPA) Clean Air Markets Division database.

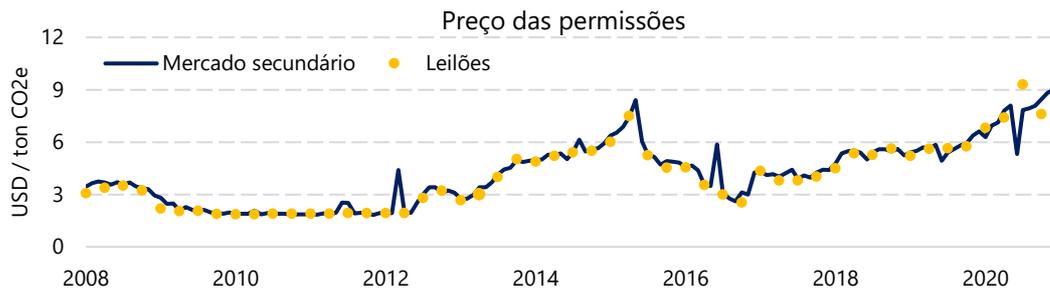


Figura 23 – Evolução do preço das permissões associadas ao RGGI⁶²



Figura 24 – Evolução das receitas obtidas com os leilões de permissões

Já as emissões reguladas pelo RGGI – emissões de CO₂ oriundas da geração de energia elétrica – dos diferentes estados participantes apresentaram redução significativa, muito por conta dos fatores já discutidos anteriormente.

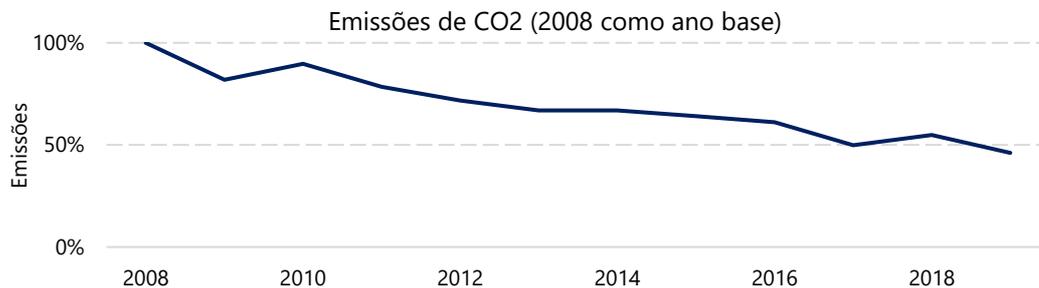


Figura 25 – Evolução das emissões anuais de CO₂⁶³

3.3.3 Califórnia

Emissões e metas climáticas

Em 2019, a Califórnia emitiu 418 MtCO₂ de gases de efeito estufa, em sua maior parte por conta da queima de combustíveis fósseis para transporte, usos energéticos na indústria e para a geração de energia elétrica. As metas vigentes para a redução de emissões de GEE são: redução de 40%, com relação aos níveis de 1990, até 2030 e neutralidade em 2045⁶⁴.

⁶² Fonte: [Resultados dos leilões](#) e [preços das negociações bilaterais](#), ambos publicados pelo RGGI.

⁶³ Fonte: [“CO₂ Emissions from Electricity Generation and Imports in the Regional Greenhouse Gas Initiative: 2018 Monitoring Report: 2018 Monitoring Report”](#), RGGI.

⁶⁴ [California Senate Bill 32](#), de 8 de setembro de 2016.

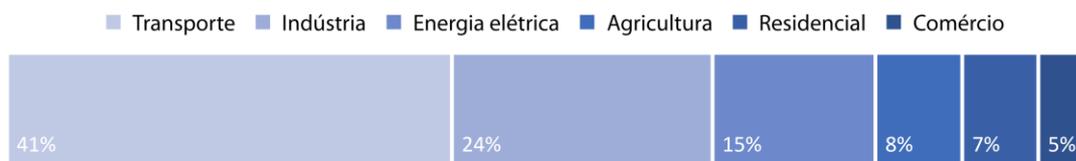


Figura 26 – Composição das emissões de GEE da Califórnia 2019⁶⁵

Visão geral

Na década de 2000, o *California Air Resources Board* tornou-se responsável por monitorar e reduzir as emissões de gases de efeito estufa que causam as mudanças climáticas. O projeto de Lei 32, Assembly Bill 32 – AB 32, estabeleceu um programa abrangente de mecanismos regulatórios e de mercado para alcançar reduções reais, quantificáveis e economicamente eficientes nas emissões de gases de efeito estufa. O escopo de regulação abrange a geração de eletricidade, importações, grandes indústrias e abastecimento de petróleo e gás, cujas emissões superem 25.000 tCO₂ por ano, cobrindo 80% das emissões do estado.

O funcionamento geral do mecanismo é o mesmo apresentado na seção 2.2.3, e aqui discutimos alguns detalhes de sua implementação. O comércio de permissões é permitido, enquanto o empréstimo de períodos de controle futuros é proibido. A utilização de créditos de compensação (*offsets*) é permitida, porém atualmente restrita a, no máximo, 4% das obrigações individuais e com restrições sobre a origem dos créditos de compensação.

Leilão

Em 2019, cerca de 65% das permissões foram leiloadas. O restante das permissões foi distribuído gratuitamente. As permissões não vendidas em leilões anteriores são retiradas de circulação e são leiloadas gradualmente após a realização de dois leilões consecutivos em que o preço de venda seja superior ao preço mínimo. Se quaisquer permissões permanecerem sem ser vendidas por 24 meses (por exemplo, após oito leilões), elas serão colocadas no orçamento de reserva de estabilidade do mecanismo.

Benchmarks e alocação gratuita

As instalações industriais recebem permissões gratuitas para assistência na transição e para minimizar a fuga de carbono. Antes de 2018, a alocação gratuita de permissões era definida com base em *benchmarks*. O Projeto de Lei 398, aprovado em 2017, fixou todos os fatores assistenciais em 100% para 2018-2030, o que significa que as instalações industriais receberão gratuitamente permissões correspondentes às suas emissões médias históricas.

A alocação gratuita também é fornecida para assistência na transição a entidades públicas de abastecimento de água, geradores de contratos legados, universidades, instalações de serviço público e, a partir de 2018, instalações de transformação de resíduos em energia.

Consignação

⁶⁵ Fonte: [Air Resource Board](#), Governo da Califórnia. Não considera uso da terra e transporte internacional.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

As concessionárias de distribuição de eletricidade e os fornecedores de gás natural recebem permissões, em consignação, em nome de seus contribuintes. Parte dessas permissões deve ser destinada à venda em leilões. A receita desses leilões deve ser destinada para beneficiar os contribuintes e financiar a redução de emissões. Até 2020, a alocação gratuita foi definida em cerca de 90% das emissões médias para concessionárias de energia elétrica e com base no nível de suprimento fornecido para concessionárias de gás no ano de 2011.

Estabilidade do mercado

O mecanismo possui um preço mínimo pelo qual as permissões estão disponíveis no leilão, o preço de reserva do leilão. Este preço é divulgado antes do leilão. Em 2020, o preço de reserva foi 16,68 USD/tCO₂e, aumentando anualmente em 5% acrescidos da inflação.

Adicionalmente, um mecanismo de estabilidade libera permissões para negociação quando atingidos determinados gatilhos de preços. Há dois gatilhos (41,40 e 53,20 USD/tCO₂e) nos quais as reservas são retiradas do orçamento de reserva e liberadas para negociação no mercado.

Um gatilho, atualmente 65 USD/tCO₂e, efetivamente funciona como um teto de preços: se os preços o alcançarem, qualquer agente poderá adquirir permissões ilimitadas do governo a este mesmo valor. Portanto, caso os preços de mercado atinjam o preço-teto, na prática não há um limite para as emissões.

Uso das receitas

A receita das permissões de propriedade da Califórnia vai para o Fundo de Redução de Gases de Efeito Estufa, do qual pelo menos 35% devem beneficiar comunidades carentes e de baixa renda. O fundo também investe os recursos em projetos que reduzem as emissões de GEE. Uma parte das permissões alocadas às concessionárias de eletricidade e gás natural deve ser leiloada. As receitas são revertidas em benefício do contribuinte e para reduções de emissões. Em 2019, a receita foi de USD 3,07 bilhões, somando USD 12,5 bilhões desde o início do mecanismo.

Compensações (offsets)

A parcela de compensações que podem ser utilizadas para cumprir a obrigação individual será de 4% entre 2021-2025 e permanecerá em 6% a partir de então. Após 2020, no máximo metade das compensações pode ser originada de iniciativas que não beneficiem diretamente o estado da Califórnia – isto é, mais da metade dos *offsets* deve ser originada localmente. Esses benefícios são avaliados por meio de um padrão de desempenho definido por regulamentação estadual.

Monitoramento, cumprimento e penalidades

É necessária a elaboração de relatórios para os agentes com emissões associadas iguais ou superiores a 10.000 tCO₂e por ano. A auditoria dos relatórios, e dados subjacentes, é feita por empresa terceirizada e é obrigatória para todas as entidades sob o escopo de regulação.

Anualmente, permissões equivalentes a 30% das emissões verificadas no ano corrente devem ser apresentadas até 1º de novembro. Permissões correspondentes às emissões restantes – para que se cumpra a meta individual – devem ser apresentadas até 1º de novembro do ano seguinte.

O não cumprimento implica na obrigação de a entidade apresentar três permissões adicionais para cada permissão que o agente tenha falhado em apresentar no prazo

estabelecido. Adicionalmente, o agente inadimplente está sujeito a penalidades financeiras pelo descumprimento.

A Figura 27 compara a evolução do PIB do estado da Califórnia com suas emissões associadas de gases de efeito estufa. Embora seja possível observar uma trajetória decrescente de emissões na última década, estudos⁶⁶ indicam que políticas complementares atuam para a redução de emissões, a preços mais altos que aqueles praticados no *cap and trade* e reduzindo seu espaço de ação. Por exemplo as políticas associadas à inserção de geração renovável⁶⁷ e redução (ou eliminação) de emissões associadas ao transporte⁶⁸ são políticas direcionadas para setores ou nichos específicos, que trouxeram impactos significativos sobre as emissões observadas no estado.

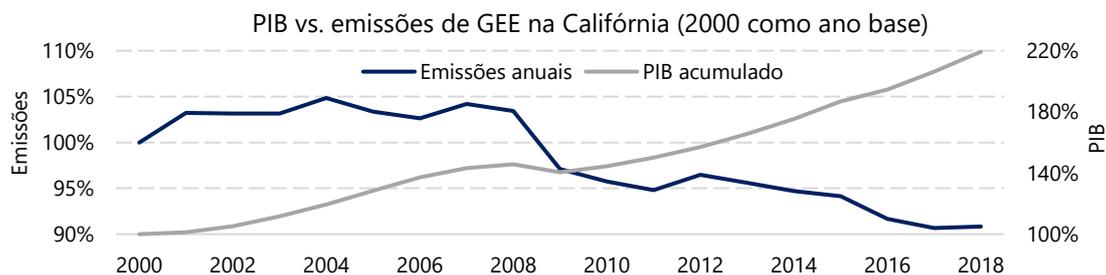


Figura 27 - Evolução das emissões anuais de GEE⁶⁹ vs. evolução do PIB⁷⁰ na Califórnia

Ao mesmo tempo que outras políticas atuam sobre a redução das emissões, o efeito sobre o mecanismo *cap and trade* é de contribuir para uma situação de sobreoferta de permissões, o que é diagnosticado por preços consistentemente baixos, próximos aos níveis mínimos estabelecidos em regulação, ao longo dos anos – Figura 29. Outra evidência são os baixos volumes observados em alguns leilões trimestrais, como até novembro de 2014, em maio de 2016, maio de 2017 e maio de 2020, cuja baixa arrecadação se deve aos volumes negociados nos certames – note que os preços, por outro lado, variaram pouco entre estes mesmos leilões.

⁶⁶ Fontes: Callaway, D. S., Fowlie, M., & McCormick, G. (2018). Location, Location, Location: The Variable Value of Renewable Energy and Demand-Side Efficiency Resources. In *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* (Vol. 5, Issue 1, p. 39–75). University of Chicago Press. <https://doi.org/10.1086/694179>.

⁶⁷ Por exemplo, em 2002 o estado adotou uma meta de participação de energia renovável de 20% do consumo até 2017. Em 2006 meta foi antecipada para 2010. Em 2011 foi estabelecida uma meta de 33% para 2020. Em 2015 foi estabelecida a meta de 50% para 2030, que foi elevada para 60% em 2018. Fonte: “[California Energy Commission – Tracking Progress](#)”, figura 6, Comissão de Energia do Governo da Califórnia.

⁶⁸ Fontes: “[Pollution standards authorized by the California waiver: A crucial tool for fighting air pollution now and in the future](#)”, Air Resource Board, Governo da Califórnia; “[Vehicle Emissions California Waivers and Authorizations](#)”, Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos.

⁶⁹ Fonte: [Inventário de emissões](#). Air Resource Board, Governo da Califórnia.

⁷⁰ Fonte: [Departamento de Finanças](#), Governo da Califórnia.



Figura 28 – Evolução das receitas obtidas com os leilões de permissões⁷¹

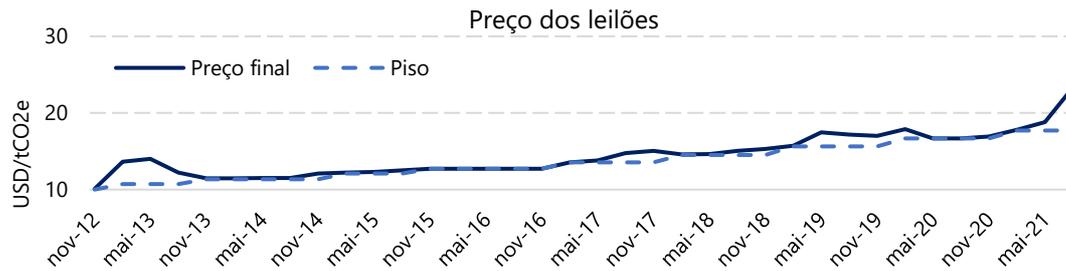


Figura 29 – Evolução⁷² do preço das permissões negociadas em leilão vs. piso de preços

Estudos⁷³ indicam que as incertezas associadas ao funcionamento do mecanismo levam os preços a equilibrar em um de seus limites, porém não em valores intermediários como seria desejável. Lembrando que, nestas situações, o mecanismo se comporta efetivamente como um imposto sobre as emissões – um preço determinado a ser pago pelas emissões praticadas, sem espaços para explorar a eficiência alocativa – e que, ao atingir o teto de preços, a meta original para redução de emissões é descumprida – pois, no mecanismo da Califórnia, permissões ilimitadas podem ser compradas ao preço teto.

Apesar da situação de sobreoferta e pouca efetividade identificadas sobre o funcionamento do mecanismo, é esperado⁷⁴ pelo governo estadual que o mecanismo seja responsável por entregar parte significativa das reduções de emissões necessárias ao atingimento da meta de 2030 – 40% de redução nas emissões de GEE, com relação ao nível observado em 2020. Entretanto, o que foi efetivamente observado até o fim de 2020 foi uma atuação tímida deste mecanismo, que contribuiu com uma parcela pequena da redução de emissões no estado⁷⁵.

3.4 Certificados de Energia Limpa

3.4.1 Iniciativa conjunta da Suécia e Noruega

Visão geral

⁷¹ Fonte: [Resultados dos leilões](#). Air Resource Board, Governo da Califórnia.

⁷² Fonte: [Informação sobre os leilões](#). Air Resource Board, Governo da Califórnia.

⁷³ Borenstein, S., Bushnell, J., Wolak, F. A., & Zaragoza-Watkins, M. (2019). Expecting the Unexpected: Emissions Uncertainty and Environmental Market Design. In *American Economic Review* (Vol. 109, Issue 11, p. 3953–3977). American Economic Association. <https://doi.org/10.1257/aer.20161218>

⁷⁴ Fonte: “[California’s 2017 Changing Scope Plan](#)”. Air Resource Board, Governo da Califórnia.

⁷⁵ Fonte: D.Cullenward e D.G.Victor, “*Making Climate Policy Work*” (Polity Press 2020), página 241.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

O esquema conjunto de certificados de eletricidade entre Suécia e Noruega, *elsertifikater*, é um arranjo de incentivos, via mercado, que visa aumentar a produção de energia elétrica renovável em ambos os países. Nesse sistema, os produtores de eletricidade renovável recebem um certificado por MWh de eletricidade que produzem, por um período de até 15 anos. Todas as formas de produção renovável são elegíveis para originar os certificados, incluindo a energia hidroelétrica, a energia eólica e a bioenergia.

Todos os supridores de energia e certas categorias de usuários finais são obrigados a adquirir certificados para uma porcentagem específica de seu consumo, isto é, a cumprir cotas de certificados, criando a demanda pelos mesmos. Em última análise, isso cria um fluxo de receita adicional para geradores renováveis.

A meta conjunta (aumentar a geração renovável em 28,4 TWh entre 2012 e 2020) foi alcançada em 2019, então o esquema será encerrado em ambos os países em 2036, quando os certificados de 2035 serão entregues – apenas geradores que começaram a operar antes de 2021 continuarão a receber certificados neste interim. As cotas impostas aos consumidores foram elevadas a cada ano, até 2020, e serão reduzidas gradualmente até 2035.

Funcionamento

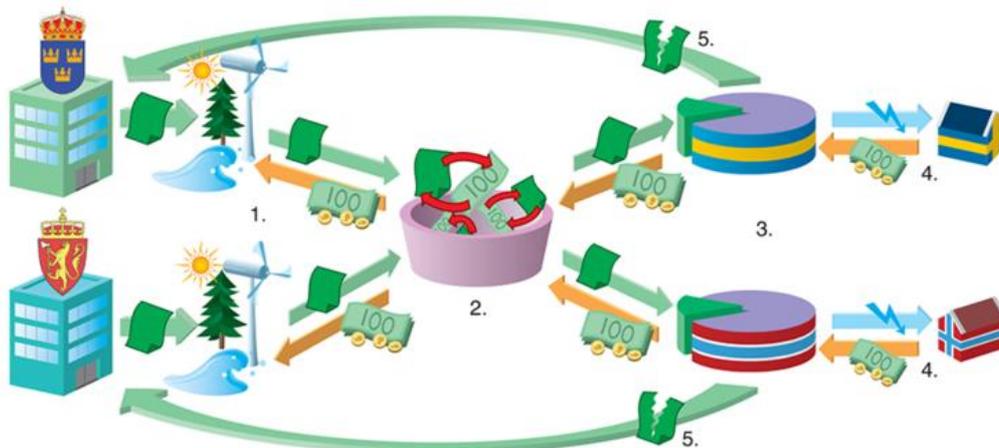


Figura 30 – Esquemático do mecanismo de certificados de energia limpa⁷⁶

1. Os produtores de energia recebem um certificado de eletricidade para cada megawatt-hora (MWh) que produzem.
2. Os certificados de eletricidade são vendidos em um mercado onde a demanda e a oferta determinam o preço.
3. A demanda por certificados de eletricidade surge quando os supridores de energia e certos consumidores (de grande porte) são obrigados, por lei, a comprar certificados para uma determinada proporção (cota) de seu consumo de energia elétrica.
4. Os pequenos consumidores pagam os certificados por meio da conta de luz, cobradas pelos seus respectivos supridores.

⁷⁶ Fonte: [Certificado de eletricidade](#). Ministério de Petróleo e Energia, Governo da Noruega.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

5. A cada ano, os agentes de mercado com obrigações de cotas devem apresentar os certificados exigidos pelo mecanismo.

Cotas

A obrigação de cotas significa que todos os anos alguns agentes (supridores ou consumidores de grande porte) devem obter e cancelar certificados de energia limpa correspondentes a uma determinada proporção de sua venda ou consumo de energia elétrica. Como resultado do encerramento antecipado (2035) do mecanismo, foi sugerido pelas autoridades reguladoras competentes que as metas (cotas) para 2036-2045 deveriam ser transferidas para os anos 2024-2035 na Suécia.

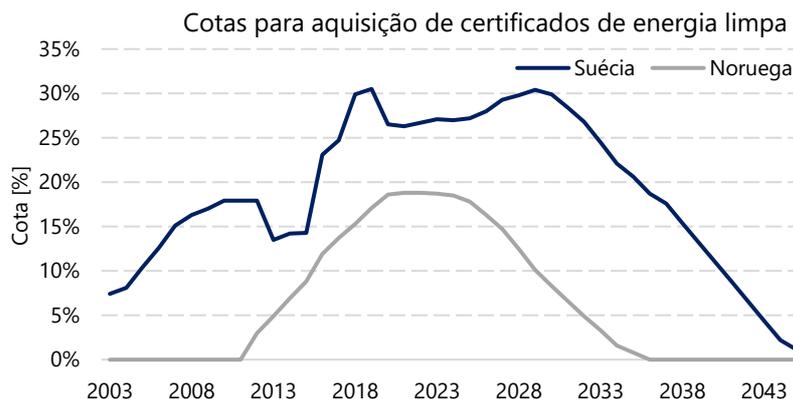


Figura 31 – Cotas (percentual da demanda) estabelecidas para a aquisição de certificados⁷⁷

Emissão de certificados

Os produtores de energia recebem um certificado de eletricidade para cada megawatt-hora (MWh) que produzem. Os certificados são emitidos no dia 15 de cada mês, com base na produção verificada de eletricidade do mês anterior.

Preços e negociação

Os certificados são negociados principalmente entre consumidores e supridores, que possuem obrigações de aquisição de certificados, e geradores, qualificados para originar os certificados. No entanto, também existe a atuação de agentes especuladores.

Os certificados são negociados bilateralmente ou por meio de corretores. Dois tipos de contrato de corretagem estão disponíveis no mercado: (i) contratos *spot* e (ii) contratos de março. Os contratos de março estão disponíveis para os próximos cinco anos, permitindo a fixação de um preço por um período mais longo. Usualmente, os maiores volumes negociados são associados aos contratos para a entrega até um ano à frente, seguidos pela negociação *spot* – preço à vista.

⁷⁷ Fonte: “The Swedish-Norwegian Electricity Certificate Market – Annual report 2019”



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

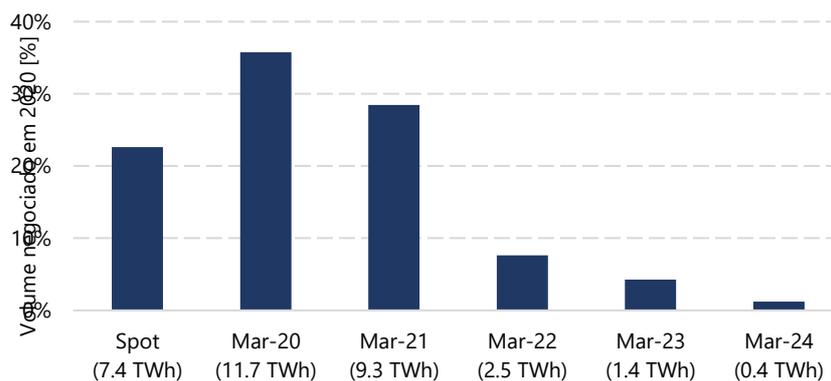


Figura 32 – Volume negociado de certificados para o mercado spot e contratos de março



Figura 33 – Preços médios mensais dos certificados

Penalidades

Os reguladores nacionais podem determinar multas coercitivas para garantir que uma obrigação decorrente ou de acordo com a regulação associada aos certificados de energia limpa seja cumprida.

Impactos nos preços para o consumidor final

O impacto nas tarifas foi pequeno ao longo dos anos, perceptível no gráfico apenas a partir de 2014⁷⁸. Em 2016, ano cujo impacto observado foi mais expressivo em termos absolutos, o mesmo correspondeu a 2.84% dos custos totais para o consumidor final. Nos países europeus, em geral, as maiores componentes dos preços de varejo são associadas a impostos ou subsídios, como aqueles associados à transição energética e à inserção de recursos renováveis⁷⁹.

⁷⁸ As informações sobre a parcela da tarifa que corresponde aos certificados somente foram obtidas de forma explícita a partir do ano de 2012, quando a participação percentual era de 0.77% do valor total.

⁷⁹ Fonte: “[2019 Energy Retail and Consumer Protection Volume](#)”, Agency for Cooperation of Energy Regulators.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Composição dos preços de varejo na Noruega

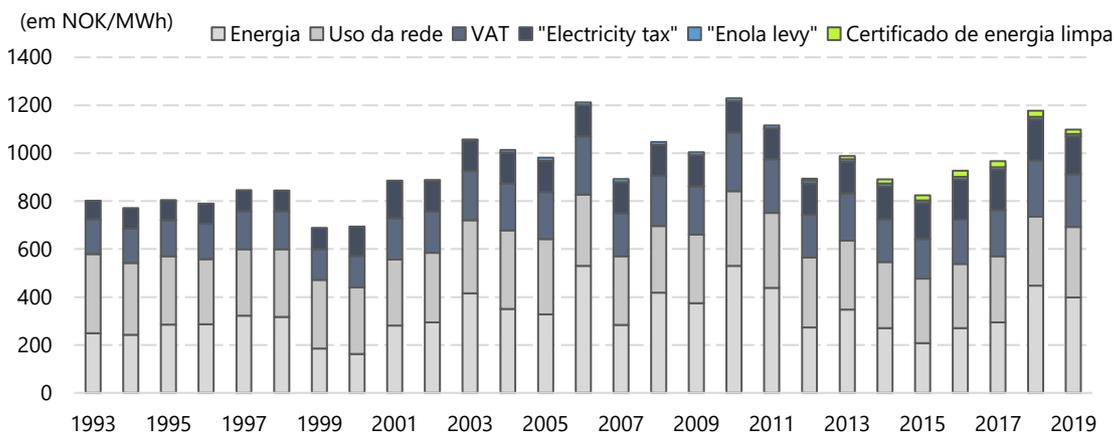


Figura 34 – Evolução da composição dos preços de energia elétrica na Noruega⁸⁰

3.4.2 México

Emissões e metas climáticas

Em 2018, o México emitiu 680 MtCO₂e de gases de efeito estufa, compostos em sua maior parte por emissões associadas à produção de energia elétrica, ao uso de combustíveis fósseis para transporte e fins energéticos.

Sob o Acordo de Paris, o país se comprometeu a uma redução de 22% em suas emissões de gases de efeito estufa até 2030, tomando por base um cenário *business-as-usual*. Embora não exista uma meta oficial para 2050, o Ministério de Meio Ambiente e Recursos Naturais⁸¹ declarou o objetivo de reduzir as emissões em 50% até 2050, com base nos níveis de emissões do ano 2000. Além disso, o governo mexicano estabeleceu metas para a participação de fontes de energia limpa⁸² na matriz de geração de energia elétrica, sendo 30% em 2021, 35% em 2024, 40% em 2035 e 50% em 2050.

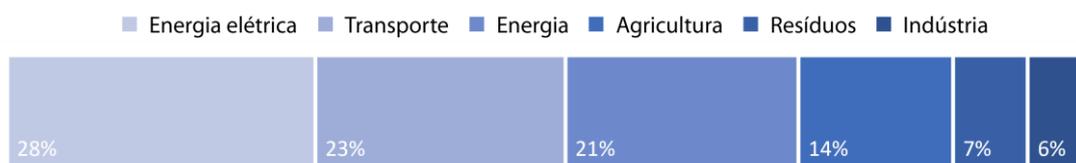


Figura 35 – Composição das emissões de GEE do México em 2018⁸³

Visão geral

Em 2014, com a modernização do setor elétrico mexicano, impulsionada pela “*Ley de la Industria Eléctrica*”, o país adotou uma configuração de três produtos para seus leilões: energia, capacidade e certificados de energia limpa – em espanhol, *Certificados de Energías Limpias* (CEL).

⁸⁰ Fonte: [O Mercado de Energia Elétrica](#). Ministério de Petróleo e Energia, Governo da Noruega.

⁸¹ Ministério do Meio Ambiente e Recursos Naturais do México, “[Mexico’s Climate Change Mid-Century Strategy](#)”

⁸² Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#)

⁸³ Fonte: [Climate Watch](#). Não considera uso da terra e transporte internacional.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Um certificado de energia limpa é originado por 1 megawatt-hora de eletricidade renovável gerada por fontes elegíveis. Dessa forma, os geradores renováveis são credenciados com um CEL para cada MWh de eletricidade entregue à rede. Em sua forma original, o mecanismo forneceria certificados, ao longo de vinte anos, para:

1. Geradores elegíveis que entrassem em operação após 11 de agosto de 2014.
2. Geradores elegíveis que entraram em operação antes de 11 de agosto de 2014, caso tenham realizado a expansão de sua capacidade instalada. Nesse caso, os certificados seriam emitidos proporcionalmente a essa capacidade adicional e o prazo de vinte anos contaria com o início da operação comercial da capacidade adicional.

Como nos Estados Unidos e nos países nórdicos, o principal objetivo dos certificados é criar uma fonte de receita para geradores renováveis, favorecendo a recuperação dos custos de investimento e incentivando uma maior participação renovável na matriz de geração. Uma vez que os certificados são negociados separadamente da capacidade e da energia, o excesso ou a falta deles não impactam diretamente os preços dos outros produtos.

Funcionamento

Anualmente, e com três anos de antecedência, a SENER (*Secretaría de Energía*) define a quantidade de certificados a serem adquiridos pelos consumidores, criando automaticamente uma demanda por este produto. O requisito é definido como um percentual da demanda, com base na meta definida para a geração de energia renovável, da seguinte forma:

$$\frac{\text{Energia limpa para alcance da meta (GWh)}}{\text{Consumo anual (GWh)} - \text{Energia limpa anual (GWh)}}$$

Os requisitos, por ano, são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 3 – Metas para a participação de energia limpa na matriz de geração⁸⁴

2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
5%	5.8%	7.4%	10.9%	13.9%	Não publicados	

O regulador (*Comisión Reguladora de Energía – CRE*) emite o certificado, acompanha o seu registro e contagem, bem como verifica o cumprimento das metas de aquisição de certificados de energia limpa pelas entidades reguladas. Uma vez emitido, o certificado tem validade permanente até seu cancelamento ou aposentadoria.

Um certificado deve ser apresentado por entidades que detêm obrigações ao final de cada período de controle – no caso, a cada ano, quando o mesmo é cancelado. Um certificado também pode ser aposentado através da solicitação pelas partes ao regulador.

Leilões e negociações bilaterais

⁸⁴ Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#)

No início do projeto, qualquer pessoa poderia comprar e vender certificados de energia limpa por meio de:

- a) Leilões de longo prazo promovidos pelo regulador.
- b) Transações bilaterais, desde que atendidos os requisitos de monitoramento, reporte e verificação estabelecidos pelo regulador para validar a titularidade dos certificados.

Quanto aos leilões de longo prazo, os realizados em 2018 e 2019 foram cancelados por instruções do novo governo mexicano, que visava discutir os objetivos desses leilões. No que diz respeito aos contratos bilaterais, no longo prazo os fornecedores de eletricidade assinam contratos com geradores para aquisição de certificados. A regulação também fornece as bases para um mercado à vista, onde os certificados não comprometidos com contratos de longo prazo poderiam ser negociados. Esse mercado, no entanto, nunca foi implantado.

A partir de fevereiro de 2021 os certificados só podiam ser negociados no mercado bilateral.

Período de controle e penalidades

As obrigações são estabelecidas conforme ano civil, de 1º de janeiro a 31 de dezembro de cada ano, e os certificados correspondentes às obrigações do agente regulado devem ser apresentados até o dia 15 de maio do ano seguinte. As partes podem diferir uma parte (até 25%) de suas obrigações por, no máximo, dois anos.

Em caso de descumprimento, são aplicadas sanções financeiras, calculadas em função do grau do descumprimento e considerando se houve ou não diferimento das obrigações.

Controvérsias e interferência governamental

O mecanismo foi concebido para incentivar investimentos em nova capacidade de geração de energia elétrica renovável.

No entanto, em 28 de outubro de 2019, o governo mexicano publicou no Diário Oficial uma nova regulamentação estabelecendo que as usinas existentes (especialmente, aquelas pertencentes à *Comisión Federal de Electricidad – CFE*⁸⁵) também teriam o direito de receber certificados de energia limpa por sua produção. Ainda há algumas definições pendentes a esse respeito, mas a consequência geral é um excesso de oferta no mercado de certificados, o que levou os preços a patamares muito baixos. Em última análise, isso beneficiou as áreas (i) de geração (embora o benefício seja limitado pelos baixos preços praticados em um mercado sobreofertado) e (ii) de suprimento a consumidores regulados da CFE (se puderem adquirir certificados da própria CFE a preços mais baixos).

Por outro lado, os novos entrantes foram prejudicados, principalmente os que se comprometeram com investimentos contando com a receita proveniente do mercado de certificados.

3.5 Sumário

Canadá

⁸⁵ Uma grande empresa estatal que atua em diferentes segmentos do setor elétrico mexicano.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono e *cap and trade*
- **Conclusões:** As províncias e territórios têm flexibilidade para desenvolver seus próprios sistemas de precificação de poluição de carbono, desde que cumpram os critérios federais para garantir que os mecanismos sejam rigorosos, justos e eficientes. Um sistema de *backstop* federal foi projetado para ser implementado em qualquer província que o solicite ou que não tenha um sistema de precificação de emissões em vigor que esteja em conformidade com os padrões federais.

British Columbia (Canadá)

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono
- **Conclusões:** Promulgado em julho de 2008, o imposto sobre o carbono da British Columbia foi a primeira tributação sobre emissões implementada na América do Norte. Em 1º de abril de 2021, a taxa de carbono de B.C. foi fixada em 45 CAD/tonCO₂e e chegará aos 50 CAD/tonCO₂e em 2022. O imposto sobre o carbono tem como alvo os combustíveis fósseis e cobre 70% das emissões provinciais. A arrecadação tributária foi de 1,7 bilhão de CAD em 2020, toda ela de alguma forma devolvida à sociedade (por meio de isenções fiscais, auxílio financeiro etc.).

Europa

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono e *cap and trade*.
- **Conclusões:** Quinze jurisdições na União Europeia, mais o Reino Unido, têm um imposto de carbono implementado – variando de menos de 1 EUR/tonCO₂e a mais de 100 EUR/tonCO₂e, dependendo do país. Além disso, toda a União Europeia está sujeita ao Sistema Europeu de Comércio de Emissões (EU ETS), o maior, mais antigo e mais ambicioso sistema de comércio de emissões do mundo, criado em 2005. O EU ETS cobre 45% das emissões totais na Europa e gerou receitas de mais de 19 bilhões de euros somente em 2020 – quando o preço médio da licença era de 24,76 EUR.

Suécia

- **Mecanismo:** Imposto sobre carbono.
- **Conclusões:** A Suécia implementou seu imposto sobre o carbono em 1991, como uma das muitas medidas tomadas com o objetivo de usar mecanismos de mercado para melhorar a conservação ambiental. O imposto sueco figura como o mais elevado no mundo, correspondendo a 114 EUR / tonCO₂e em 2021, e incide sob o consumo de combustíveis fósseis. Em 2019, a arrecadação associada foi de EUR 2.2 bilhões, aproximadamente 1% da arrecadação fiscal no país. As emissões anuais de GEE na Suécia caíram mais de 20% desde 1990, enquanto o crescimento do PIB superou os 80%.

Iniciativa conjunta entre Suécia e Noruega

- **Mecanismo:** Certificados de energia limpa



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- **Conclusões:** Um esquema de apoio destinado a aumentar a produção de eletricidade renovável. Os geradores renováveis recebem um certificado por MWh de produção por um período de quinze anos. Os certificados de eletricidade são vendidos em um mercado onde a demanda e a oferta determinam o preço. Os consumidores são obrigados por lei a comprar certificados, anualmente, para uma determinada proporção (cota) de seu consumo de eletricidade. A meta (aumentar a geração renovável em 28,4 TWh entre 2012 e 2020) foi alcançada em 2019, portanto, o esquema será encerrado em ambos os países em 2036 – a partir de 2021 nenhum novo gerador irá originar certificados.

México

- **Mecanismo:** Certificados de energia limpa
- **Conclusões:** A iniciativa mexicana, implementada em 2014, tem um funcionamento semelhante ao mecanismo conjunto norueguês-sueco. Em sua forma original, o mecanismo forneceria certificados, ao longo de vinte anos, para: novos geradores renováveis (construídos após 2014); geradores renováveis existentes que realizaram alguma expansão de sua capacidade instalada. Os certificados poderiam ser negociados por meio de leilões e negociações bilaterais. Entretanto, recentes intervenções políticas sobre a realização dos leilões e sobre o funcionamento do mecanismo comprometem seu bom funcionamento e eficiência.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

4 INICIATIVAS DO MERCADO BRASILEIRO

A Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, estabelece o fim dos descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD, respectivamente) que eram concedidos a geradores renováveis até então. Para a retirada destes descontos é estabelecido um período de transição, detalhado mais adiante. A Lei prevê ainda a criação de um mecanismo de valoração de benefícios ambientais, em linhas gerais direcionado para novos geradores renováveis, o que pode trazer oportunidades e novos mercados para estes.

Fim dos descontos nas tarifas de uso da rede

A atual política de subsídios será considerada válida para novas usinas que solicitarem a outorga até 1º de março de 2022, 12 meses após a entrada em vigor da Lei, e que iniciarem a operação comercial em até 48 meses após a obtenção da outorga – isto é, os últimos geradores elegíveis aos descontos deverão iniciar sua operação comercial até 1º de março de 2026. Em caso de aumento da capacidade instalada, a alteração na outorga de autorização e o início da operação das usinas deverão seguir os mesmos prazos apresentados.

Existe uma exceção para as pequenas centrais hidrelétricas (cuja capacidade instalada não seja superior aos 30 MW): até 1º de março de 2026, novos geradores serão elegíveis a descontos nas tarifas de uso da rede de 50%, quando, a partir de então e até 1º de março de 2031, novos geradores serão elegíveis a descontos de 25% nas suas tarifas. O texto da Lei (que até o final de outubro de 2021 não havia sido regulamentado) não é claro quanto ao que deveria ocorrer, por exemplo, até 1º de março de 2026 para que um novo gerador garantisse um desconto de 50% em sua tarifa de uso da rede, mas entende-se que provavelmente o marco associado será a obtenção da outorga⁸⁶.

Os descontos não serão aplicados após o término do prazo de concessão da autorização, nem se a validade da concessão for prorrogada. Além disso, os descontos para pequenas centrais hidrelétricas são válidos durante seu período de outorga, mas serão cancelados se os empreendimentos forem vendidos ou transferidos a terceiros.

Valoração de benefícios ambientais

Considerando os termos da Lei apresentados a seguir, deve ser elaborado um mecanismo de valoração dos atributos ambientais, inicialmente aplicados ao setor elétrico.

§ 1º-G. O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste parágrafo.

Lei nº 14.120, 1º março de 2021.

Afirma-se, ainda, que as diretrizes não serão aplicáveis aos empreendimentos existentes que possuem o desconto nas tarifas de uso da rede – isto é, aos geradores

⁸⁶ Até porque, se o marco fosse a entrada em operação comercial em até 5 anos após a publicação da Lei, note que essa condição seria muito similar àquela aplicável às demais fontes incentivadas (exceto pela necessidade de solicitar a outorga até 1º de março de 2022).



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

incentivados já em operação comercial. É previsto que o referido mecanismo possa ser integrado a outros setores da economia, visando a obtenção de melhores resultados para a conservação ambiental.

§ 1º-H. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C deste artigo.

§ 1º-I. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo deverão prever a possibilidade futura de integração dos mecanismos nele referidos a outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos.

Lei nº 14.120, 1º março de 2021.

4.1 Incentivos via desconto nas tarifas de uso da rede

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), os contratos são negociados livremente entre compradores e vendedores, sendo termos e preços acordados bilateralmente entre as partes. O mercado, no entanto, não está aberto a todos os consumidores: existem limites regulatórios que definem quem pode e quem não pode atuar no mesmo – geradores e comercializadores, por outro lado, têm acesso total a este mercado.

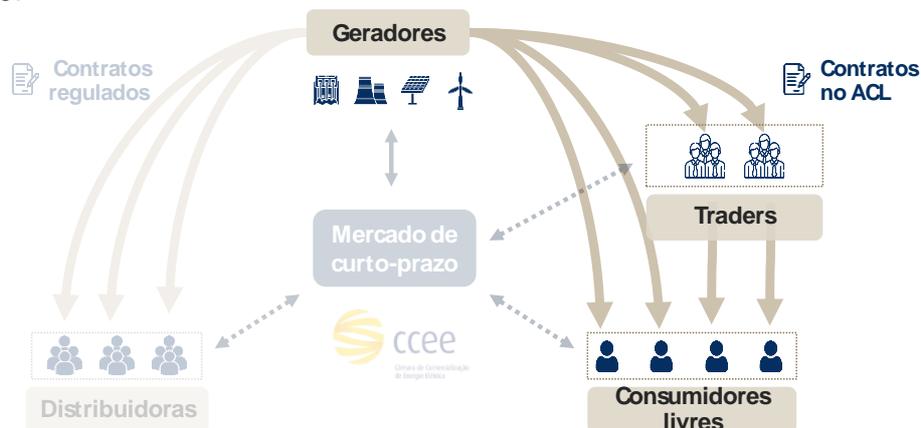


Figura 36 – Ambientes de contratação no Brasil

Atualmente, os seguintes consumidores de eletricidade podem participar do ambiente livre:

- a) **Consumidores livres:** são aqueles que possuem carga mínima de 1,5 MW. Este limite está sendo gradualmente diminuído e será estabelecido em 0,5 MW em 2023. Os consumidores livres podem comprar energia não especial (convencional) ou especial⁸⁷.
- b) **Consumidores especiais:** possuem cargas entre 0,5 e 1,5 MW. Estes só podem comprar energia especial.

⁸⁷ Detalhes sobre isso mais adiante. Em termos práticos, os consumidores livres podem comprar de todas as fontes de energia, enquanto consumidores especiais são restritos às energias renováveis especiais.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

A existência da classe consumidor especial configura um mercado restrito (incentivo criado pela Lei nº 9.648, de maio de 1998) anexo ao ACL, ao qual apenas um conjunto (especial) de geradores tem acesso. O arranjo, assim, cria uma demanda adicional por essas fontes, incentivando seu desenvolvimento.

O recente aumento no número de Consumidores Especiais que migraram para o Mercado Livre foi impulsionado, principalmente, por um aumento significativo nas tarifas de energia elétrica, como mostram os gráficos abaixo. Como a demanda destes consumidores é bem menor que a de Consumidores Livres – pelo seu porte, o crescimento do consumo total do Mercado Livre foi menos expressivo que o crescimento no número de agentes.

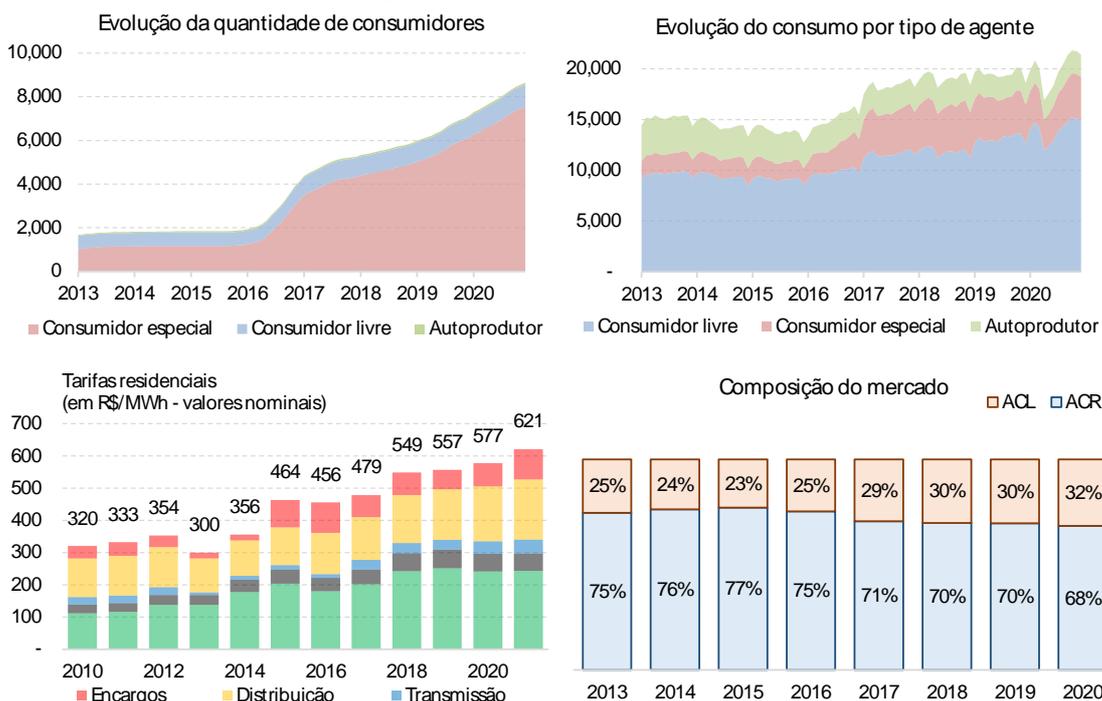


Figura 37 – Evolução do número de consumidores e consumo do ACL⁸⁸

O fornecimento é classificado de acordo com sua origem, tamanho da planta e produção. Assim como a demanda (consumidores), a regulamentação também segmenta a oferta de acordo com algumas de suas características: fonte, capacidade instalada e demanda que pode suprir. A depender da classificação, diferentes descontos tarifários são concedidos.

A primeira classificação refere-se à fonte e ao tamanho, determinando se o ativo tem direito a receber um desconto na tarifa de uso da rede (que funciona como um subsídio) ou não. As designações possíveis são:

- Gerador incentivado:** energias renováveis não convencionais que atendem a certos critérios. O gerador recebe um desconto de pelo menos 50% em sua tarifa de rede. O mesmo desconto é estendido aos compradores.
- Gerador convencional:** geradores que não se classificam como incentivados. Nem o gerador nem o comprador recebem qualquer desconto.

⁸⁸ Fonte: Elaboração da PSR com dados da Aneel e CCEE.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Uma segunda classificação determina que tipo de consumidor do ACL pode ser suprido por esta fonte (Livre ou Especial). As designações são:

a) **Energia especial:** pode suprir consumidores livres e especiais.

b) **Energia não especial:** apenas supre consumidores livres.

Essa distinção adicional determina os mercados (livres) aos quais cada gerador tem acesso. A oferta é classificada de acordo com sua fonte, tamanho da planta e demanda que pode atender. A Figura 38 mostra os parâmetros de classificação atuais.

Fonte	Capacidade instalada (ou potência injetada na rede – MUST/MUSD), em MW			
	0	30	50	300
Solar	Incentivada especial		Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Eólica	Incentivada especial		Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Biomassa	Incentivada especial		Incentivada não esp.	Convencional não esp.
Hidroelétrica	Incentivada especial		Convencional não especial	
Outras fontes	Convencional não especial			

Figura 38 – Elegibilidade aos descontos nas tarifas de uso da rede ^{89,90}

Mudanças nos descontos

Caso o gerador tenha redução no desconto, o desconto repassado ao consumidor também é afetado. É por esse motivo que normalmente os contratos no mercado incentivado possuem cláusulas que preveem alguma penalidade ao gerador nestas situações.

Quando o gerador pode perder o direito ao desconto?

O gerador perderá totalmente o desconto em um determinado mês – e, conseqüentemente, não haverá repasse do desconto aos consumidores naquele mês – se a energia injetada neste mês ultrapassar os limites regulatórios da tabela anterior, em três períodos de comercialização⁹¹.

Se isso acontecer mais de uma vez em doze meses, o gerador perde o desconto por doze meses.

Quando os descontos são reduzidos?

Nas situações descritas a seguir o desconto repassado ao consumidor pode ser reduzido:

⁸⁹ Parâmetros atualizados em 2016. No geral, a classificação anterior considerava uma capacidade máxima de 50 MW para energia incentivada.

⁹⁰ As fontes incentivadas recebem um desconto de 50% na tarifa de transmissão, extensivo ao comprador. Para a fonte solar com entrada em operação comercial antes de 31 de dezembro de 2017 foi concedido um desconto de 80%. Para hidroelétricas entre 30 e 50 MW, o desconto se aplica apenas aos primeiros 30 MW.

⁹¹ Um período de comercialização equivale, atualmente, a uma hora.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- a) **Déficit de energia incentivada:** mensalmente, o gerador incentivado deve respaldar seus contratos de venda, e isso pode ser feito não apenas por meio da utilização da garantia física do gerador, mas também por meio de contratos de compra de energia de outros geradores – que podem ser convencionais. Caso a contratação de fontes não incentivadas ultrapasse 49% da garantia física do gerador incentivado (ou de sua geração), o desconto para o consumidor será reduzido.
- b) **Déficit de lastro:** caso o gerador não possua lastro suficiente, ou seja, se a soma da garantia física do gerador e seus contratos de compra for inferior às suas obrigações contratuais, o desconto repassado ao consumidor é reduzido na proporção do déficit.

Expressividade dos descontos

Segundo dados da ANEEL⁹², o valor pago em 2020 devido aos descontos tarifários da rede para geradores (e consumidores) incentivados foi de R\$ 4,1 bilhões.

Considerando o valor correspondente de geração incentivada, 10,9 GWmédios⁹³, em 2020 o incentivo destinado a geradores incentivados correspondeu a cerca de 50 R\$/MWh.

Tabela 4 – Montantes anuais referentes aos descontos concedidos nas tarifas de uso da rede

	Descontos [bi R\$]	Geração [GWmédios]	[R\$/MWh]
2013	0.9	3.5	31
2014	0.9	4.4	22
2015	1.1	5.6	23
2016	1.3	6.8	22
2017	2.2	8.1	30
2018	3.7	9.6	44
2019	3.5	11	37
2020	5.0	10.9	52

Em 2020, os geradores incentivados somavam 12 GWmédios de garantia física. Esse valor tende a aumentar consideravelmente nos próximos anos, justamente em função da corrida por outorgas até 2022, para usinas que devem estar totalmente operacionais até 2026 ou antes.

Considerando a fila de expansão de capacidade (ANEEL) divulgada em dezembro de 2020, além de um período de concessão de 30 anos⁹⁴, temos ao menos 20 GWmédios de garantia física de geradores incentivados previstos para operar na maior parte das próximas duas décadas. A diminuição da oferta incentivada é significativa a partir de 2045.

⁹² Fonte: [Conta de Desenvolvimento Energético](#), ANEEL. Foi utilizada a parcela “Fonte Incentivada”.

⁹³ Fonte: Infomercado de 2013 a 2020, CCEE.

⁹⁴ Por simplicidade, neste exemplo foi assumido um período de concessão de 30 anos e um limite para obtenção de outorga até 2022 para todas as fontes.

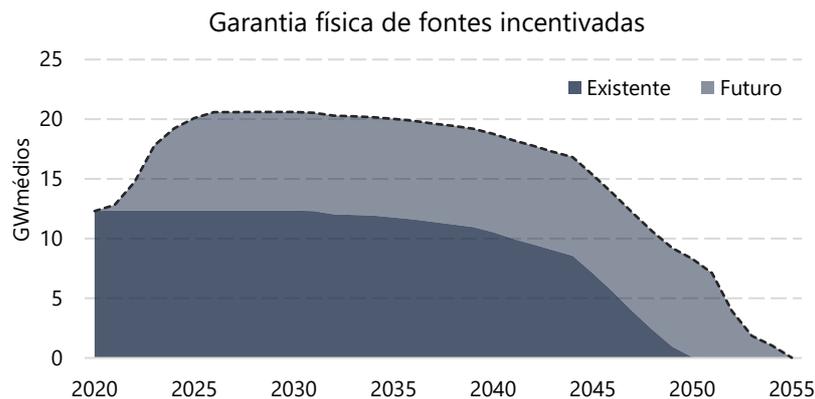


Figura 39 – Evolução da garantia física associada às fontes incentivadas

4.2 RenovaBio

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) foi criada pela Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, para atender aos termos do Acordo de Paris, visando aumentar a participação dos biocombustíveis⁹⁵ no mix energético brasileiro.

O mecanismo

O RenovaBio teve início em 2020 e contempla metas anuais obrigatórias de redução de emissões de GEE estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética para a comercialização de combustíveis. Em seguida, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis define metas obrigatórias individuais para cada distribuidora de combustíveis em função de sua participação de mercado. Por fim, as distribuidoras de combustível devem cumprir metas adquirindo créditos de descarbonização.

Os CBIOs são certificados emitidos por produtores e importadores de biocombustíveis quanto à sua produção e eficiência, que podem ser negociados bilateralmente com as distribuidoras de combustíveis. A compra desses certificados é uma forma de favorecer o crescimento da indústria de biocombustíveis. Cada CBIO equivale a uma tonelada de CO₂e evitada. Em linhas gerais, o funcionamento do mecanismo pode ser resumido em três etapas:

- i. **Emissão:** Ao produzir o biocombustível, o produtor ou importador exige que a ANP avalie a documentação para a emissão do CBIO. Em seguida, o produtor solicita que o contador registre o certificado na B3.
- ii. **Comercialização:** Após a escrituração, o CBIO recebe um código de identificação e fica na B3 disponível para negociação com as distribuidoras de combustíveis. Dependendo da oferta e demanda por esses certificados, pode ocorrer volatilidade de preços.
- iii. **Aposentadoria:** Após a compra, o certificado é resgatado. Essa medida visa evitar a dupla negociação do mesmo certificado, o que não contribuiria para as metas de redução de emissões de GEE

Efeitos positivos

⁹⁵ Por exemplo etanol, biodiesel, biogás, biometano e bioquerosene.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Em 2020, primeiro ano da iniciativa, os resultados alcançados foram considerados satisfatórios pelo governo, uma vez que houve grande adesão dos produtores de biocombustíveis: foram emitidos cerca de 18,5 milhões de CBIOS e cerca de 15 milhões vendidos na B3, o que representa um volume negociado de R\$ 650 milhões, com um preço médio de R\$ 43,66, mesmo em um ano desafiador e com baixo consumo de combustível devido à pandemia de Covid-19.

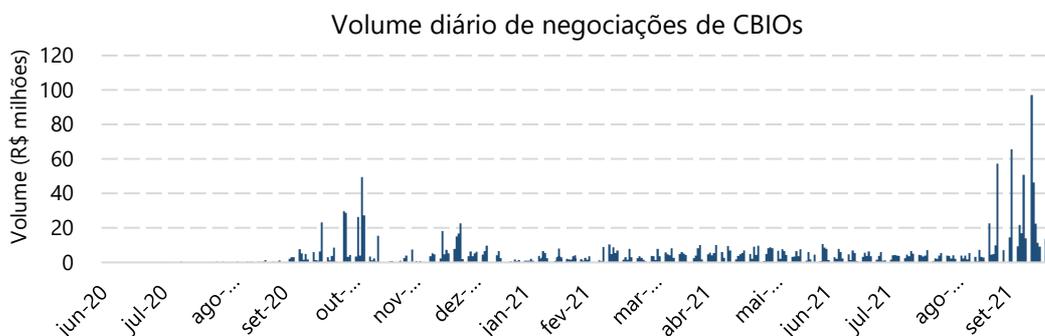


Figura 40 – Volumes diários negociados⁹⁶



Figura 41 – Preços médios diários

São 238 produtores de biocombustíveis certificados, 58% dos produtores de combustíveis cadastrados na ANP, que contribuirão com aproximadamente 64% do biodiesel e 72% do etanol comercializado no Brasil em 2020. A Tabela 5 apresenta as maiores empresas por participação no mercado e que, conseqüentemente, possuem as maiores metas de compra de CBIO. Todas estas empresas cumpriram suas metas individuais em 2020.

Tabela 5 – Metas para a aquisição de CBIOS e participação no mercado de combustíveis⁹⁷

Empresa	Meta (2020)	Participação (%)
Petrobras Distribuidora S.A.	3,935,485	27.12
Ipiranga Produtos de Petróleo S.A.	2,885,677	19.88
Raízen Combustíveis S.A.	2,602,635	17.9
Alesat Combustíveis S.A.	498,207	3.43
Petróleo Sabbá S.A.	366,462	2.52

A Figura 42 mostra a evolução da emissão mensal de CBIOS e os resultados acumulados, atingindo a meta anual em novembro.

⁹⁶ Fonte: [Créditos de Descarbonização](#), B3.

⁹⁷ Fontes: MME e ANP

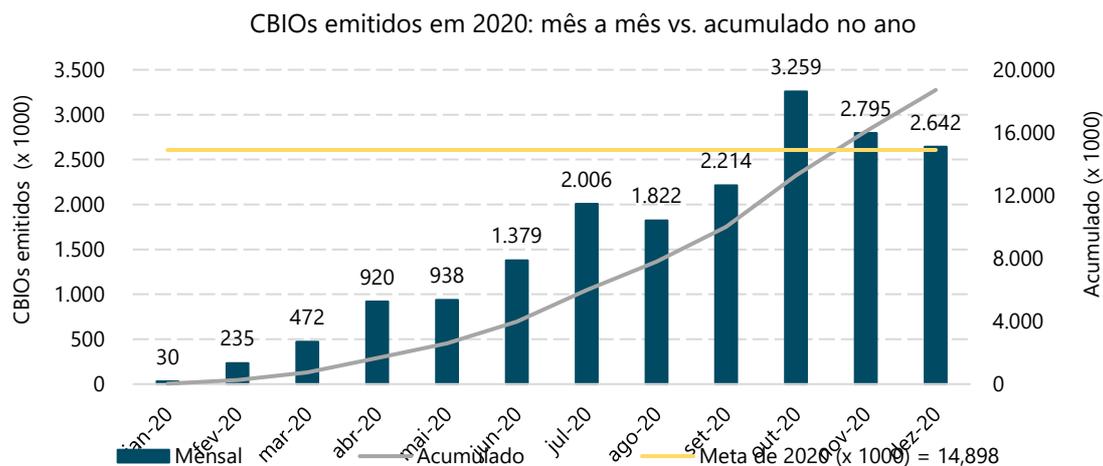


Figura 42 – Comparativo da emissão mensal e acumulada de CBIOS⁹⁸

Efeitos negativos

A volatilidade dos preços é causada principalmente pela oferta de certificados: por exemplo, os distribuidores de combustível argumentam que os produtores de combustível não possuem metas ou prazos para a emissão de CBIOS. Além disso, os preços também são afetados pelas variações do mercado sucroalcooleiro. Por esses motivos, os preços subiram em setembro de 2020. Tais fatores podem terminar por impactar os preços do diesel e gasolina no país.

Próximos passos

Em 2021, a meta de CBIOS está fixada em 24,86 milhões, considerando a previsão de recuperação econômica após a pandemia e o consequente maior uso de combustíveis. A ANP vem buscando estabelecer um marco regulatório que torne os biocombustíveis mais competitivos.

4.3 I-REC e REC Brazil⁹⁹

Os Certificados de Energia Renovável são instrumentos de mercado que certificam a produção de energia renovável seguida da sua injeção na rede elétrica. Os três padrões REC mais difundidos são o REC norte-americano, as Garantias de Origem Europeias e o padrão REC internacional (I-REC). Um certificado equivale a 1 MWh de energia renovável injetada na rede.

O I-REC Standard tem presença global e tem como principais vantagens o atendimento às metodologias internacionais de mitigação de emissões de GEE, como o *GHG Protocol*¹⁰⁰, além de ser auditável e rastreável. Em todo o mundo, as principais fontes

⁹⁸ Fonte: Datagro.

⁹⁹ Os dados apresentados nesta seção foram obtidos por consulta ao domínio [Evident](#). O Instituto Totum apresenta, em seus relatórios de Benchmarking, informações similares para os anos de [2019](#) e [2020](#).

¹⁰⁰ O Programa Brasileiro GHG Protocol foi criado em 2008 e é responsável pela adaptação do método GHG Protocol ao contexto brasileiro e desenvolvimento de ferramentas de cálculo para estimativas de emissões de gases do efeito estufa. Foi desenvolvido pela FGV, em parceria com o Ministério do Meio Ambiente, Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) e 27 Empresas Fundadoras. Tem como objetivos (a) estimular a cultura corporativa de inventário de emissões de GEE no Brasil para uma agenda de enfrentamento às mudanças climáticas nas organizações; (b) proporcionar instrumentos e padrões de



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

de energia que participam da iniciativa I-REC são a solar, eólica e hidrelétrica, representando 94% da capacidade instalada.

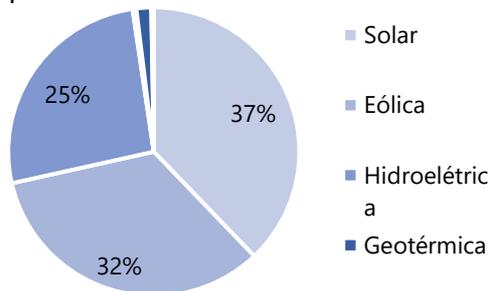


Figura 43 – Composição da capacidade instalada associada ao I-REC no mundo, por fonte

No Brasil, a certificação e auditoria dos I-RECs são realizadas pelo Instituto Totum. Esses certificados podem ser emitidos por usinas cujas fontes são hidrelétricas, biomassa, eólica, solar e podem ser adquiridos voluntariamente por consumidores do mercado livre ou regulado como forma de comprovar o uso de energias renováveis. O Brasil ocupa a primeira posição em número e capacidade total de usinas certificadas como emissoras de I-REC.



Figura 44 – Número de geradores associados ao I-REC por país

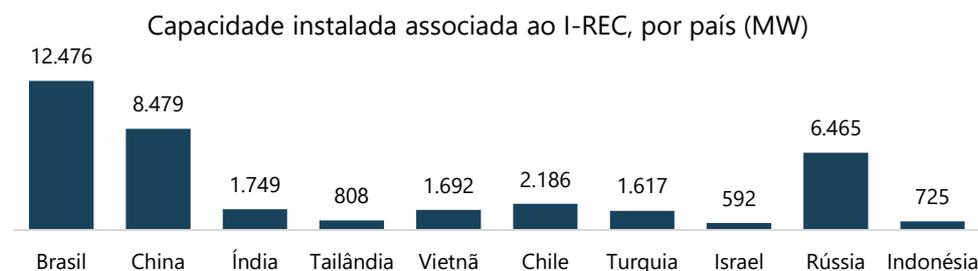


Figura 45 – Capacidade instalada associada ao I-REC por país

REC Brasil

O selo REC Brasil foi criado em 2011 por iniciativa da Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa e da Associação Brasileira de Energia Eólica.

Para emitir um REC Brasil, a usina deve cumprir requisitos além daqueles necessários para a emissão do I-REC: apenas geradores com até 30 MW de capacidade instalada são elegíveis, sendo que o início da operação comercial deve ter sido relativamente recente – 15 anos para eólica, solar e biomassa e 25 anos para pequenas centrais

qualidade internacional para contabilização das emissões e publicação dos inventários. Fonte: Centro de Estudos em Sustentabilidade da FGV.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

hidrelétricas. Por fim, a empresa deve cumprir pelo menos 5 dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas.

A dupla-contagem não é permitida: cada MWh origina apenas um certificado, que pode ser aposentado apenas uma vez. Créditos de carbono não podem ser emitidos para o mesmo MWh certificado como REC – sob o programa I-REC ou sob o REC Brasil. No Brasil os certificados de energia limpa têm experimentado um crescimento contínuo nos últimos seis anos. O número de usinas cadastradas passou de 4 em 2014 para 160 em 2020, compostas majoritariamente por geradores eólicos. A expectativa é que 200 façam parte dessa iniciativa até o final de 2021. Dentre estas, 13 usinas estão autorizadas a emitir I-RECs com o certificado REC Brasil.

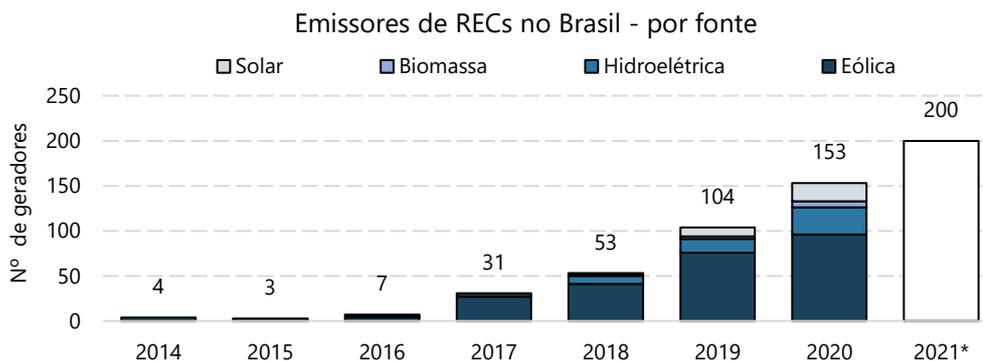


Figura 46 – Geradores associados ao I-REC no Brasil, por fonte e ano

O número de RECs emitidos saltou de 244 em 2014 para mais de 4 milhões em 2020. Além disso, espera-se que chegue a 10 milhões no final de 2021. Geograficamente, a maioria das usinas que participam da iniciativa estão localizadas na região Nordeste do Brasil, respondendo por 54% do total de participantes.

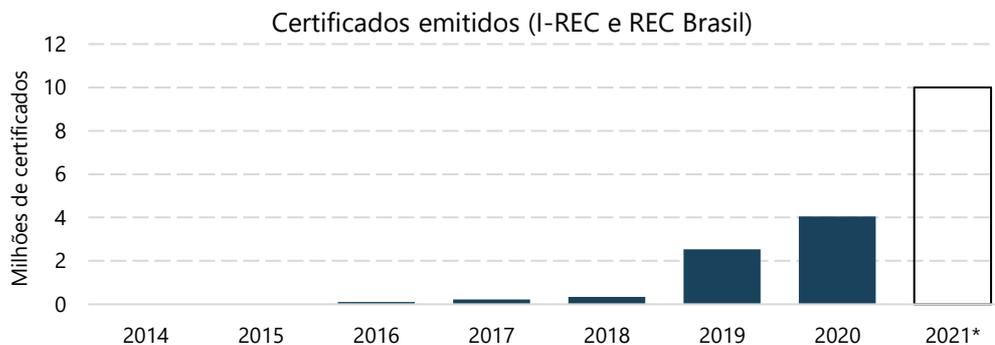


Figura 47 – Emissão total de certificados no Brasil, por ano

Registro, emissão de certificados e comercialização

Existem dois tipos de contas no sistema I-REC: (i) registrantes e (ii) participantes. Os registrantes são geradores renováveis aptos a emitir certificados I-REC. Os participantes são agentes que negociam e aposentam os certificados.

- Registrantes:** o primeiro para a original I-RECs a partir da energia renovável gerada é o registro do gerador de energia renovável junto ao Instituto Totum, emissor local do Brasil. Uma vez registrado, o registrante deve renovar seu registro a cada cinco anos para ser elegível à emissão de certificados I-REC.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Os custos associados ao registrante são uma taxa de adesão de BRL 6,500, que deve ser paga a cada cinco anos, mais um custo¹⁰¹ de BRL 0.17 por certificado emitido.

- b) **Participantes:** por outro lado, os participantes podem negociar certificados com outros participantes ou aposentar certificados em nome dos consumidores. Os custos associados ao participante são uma taxa de adesão de EUR 500, paga uma única vez; uma anuidade de EUR 2,000, mais um custo de EUR 0.06 para aposentar cada certificado.

Os preços praticados por certificado são negociados de forma bilateral e variam entre R\$ 0,50 a R\$ 2, dependendo não apenas do balanço oferta vs. demanda, mas também da quantidade, fonte de energia e época da compra – i.e., da sazonalidade.

Em relação aos principais compradores, é prática comum a transferência dos certificados entre as usinas antes de vendê-los aos consumidores. Além disso, existem algumas transações realizadas na plataforma I-REC, que ocultam os compradores dos dados públicos. Portanto, os cinco principais compradores apresentados na tabela a seguir são empresas do setor elétrico ou consumidores anônimos.

Os consumidores podem adquirir certificados anteriormente ou posteriormente ao consumo de energia, após o fechamento de um balanço. No Brasil, por exemplo, a segunda alternativa é mais usual, na qual os consumidores podem adquirir certificados até maio do ano subsequente ao ano em que o consumo em questão de fato ocorreu.

4.3.1 O projeto PMR

O *Partnership for Market Readiness* (PMR) é uma iniciativa do Banco Mundial com a participação de 36 países ao redor do mundo, em conjunto responsáveis por mais de 80% das emissões globais de GEE. A iniciativa apoia o desenvolvimento de mecanismos de precificação de emissões nas diferentes localidades. A etapa posterior ao PMR é a parceria para implementação, *Partnership for Market Implementation* (PMI), para a concretizar o que foi elaborado no PMR.

O projeto PMR Brasil teve início em 2016 e terminou ao fim de 2020. Nesse período, a iniciativa foi dividida em três partes, com atividades interligadas compostas por estudos e desenho de mecanismos de precificação de carbono, avaliação de impactos e comunicação e engajamento com os participantes.

Basicamente, a iniciativa buscou responder duas perguntas:

1. Seria viável e conveniente ter um mecanismo de precificação de emissões como parte da política climática do Brasil no período pós-2020?
2. Em caso afirmativo, quais são as principais características que o mecanismo deve ter para otimizar a relação entre o cumprimento dos objetivos climáticos e o desenvolvimento socioeconômico?

Os estudos concluíram que o melhor mecanismo para o Brasil é um Sistema de Comércio de Emissões – i.e., um sistema *cap and trade* – abrangendo toda a economia.

Metodologia

Para determinar o melhor mecanismo de precificação de carbono para atender às metas estabelecidas no Acordo de Paris, foram estudados sete cenários com

¹⁰¹ Este custo pode variar, dependendo de quando o registrante se vinculou ao mecanismo.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

características distintas: tipo de mecanismo, escopo de regulação (setores e fontes de emissão), regras, competitividade, dentre outros. Um desses cenários, no entanto, foi definido como uma referência hipotética em que o Brasil cumpre as metas independentemente de qualquer instrumento de precificação de carbono – chamado de cenário alternativo.

Principais conclusões

Os resultados apontaram para um Sistema de Comércio de Emissões com as seguintes características:

- **Implementado gradualmente:** é desejável uma fase-piloto de 2 a 5 anos, com metas pouco ambiciosas, cujo foco é o aprendizado dos participantes, o desenvolvimento das instituições e o aprimoramento do monitoramento de dados e informações;
- **Níveis mínimos de emissão:** estariam sob o escopo de regulação do mecanismo apenas aqueles agentes que emitem acima de um nível predefinido. Esta é uma prática comum em outros países, que objetiva proteger a competitividade das pequenas empresas;
- **Permite o uso de compensações de carbono:** créditos de carbono de outros setores não incluídos nesta iniciativa poderiam ser usados para atingir metas individuais impostas no mecanismo. Portanto, proporcionando maior flexibilidade em seu cumprimento.
- **Mecanismo de estabilização:** para evitar a volatilidade dos preços, deve-se definir preços mínimo e máximo;
- **Alocação de permissões:** a atribuição gratuita de permissões mitiga os impactos do regime na competitividade das empresas;
- **Utilização das receitas:** todas as receitas desta iniciativa (provenientes dos leilões de permissões) devem ser utilizadas em políticas de conservação ambiental ou inovação voltadas para tecnologias limpas.

Comparados ao cenário alternativo – aquele onde as metas ambientais são atingidas sem a precificação de emissões, os cenários avaliados indicaram maior crescimento do PIB e geração de novos empregos, contribuindo para a redução da taxa de desemprego e diminuição da pobreza. O contraponto é o aumento da taxa de inflação em decorrência da precificação das emissões, o que ocorreu em todos os cenários onde foi aplicada a precificação de emissões.

Arranjo institucional proposto

A análise legal e regulatória realizada durante o projeto PMR Brasil indicou que ajustes na Política Nacional de Mudanças Climáticas devem ser feitos de forma a alterar as características iniciais do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE) – seção 4.4, passando de certificados de emissões evitadas para permissões de emissão comercializáveis.

Além disso, o sistema proposto de comércio de emissões em toda a economia nacional deve ser instituído por lei, uma vez que novas agências seriam criadas para administrar o programa. A gestão deste programa poderia ser realizada através de um modelo baseado inteiramente na administração pública federal (Modelo 1) ou associada a uma agência privada (Modelo 2) – Figura 48.

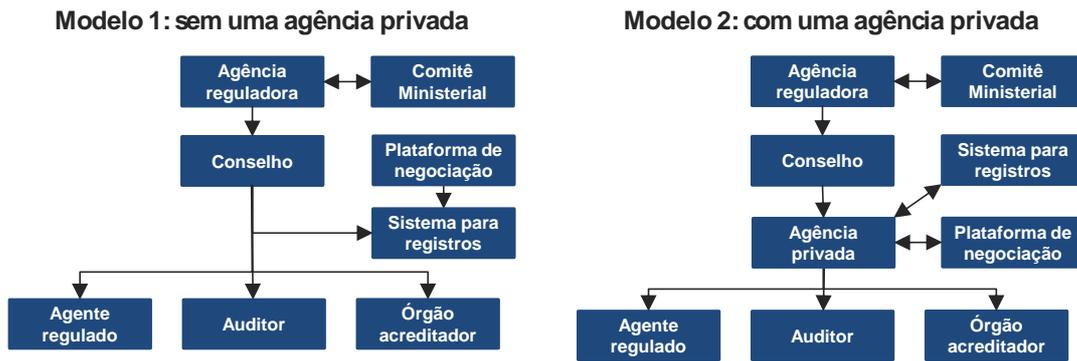


Figura 48 – Arranjos institucionais propostos no Projeto PMR

4.4 Mecanismo de Desenvolvimento Limpo

Introdução

O Protocolo de Kyoto foi um acordo discutido, negociado e firmado em Kyoto, no Japão em 1997, resultante da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima. Foi elaborado durante a Conferência das Partes III, e seu principal objetivo foi propor metas, especialmente aos países desenvolvidos, a fim de conter as emissões de gases de efeito estufa.

Embora 192 países tenham firmado o acordo, para que este entrasse em vigor era preciso que 55 países, que juntos produzem 55% das emissões, o ratificassem. Nesse sentido, o acordo entrou em vigor, de fato, em 16 de fevereiro de 2005, depois que a Rússia o ratificou em novembro de 2004.

Por ele se propôs um calendário pelo qual os países-membros (principalmente os desenvolvidos) teriam a obrigação de reduzir a emissão de gases do efeito estufa, especialmente o dióxido de carbono, em, pelo menos, 5,2% em relação aos níveis de 1990 no período entre 2008 e 2012¹⁰². As metas de redução não eram homogêneas a todos os países, colocando níveis diferenciados para os 38 países que mais emitem gases. Por exemplo, para o Japão e a União Europeia, ficaram estabelecidas reduções de 7% e 8%, respectivamente. Países em desenvolvimento (caso do Brasil) não receberam metas de redução, sendo os esforços medidas voluntárias de cada país. O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo é, dentre os elementos trazidos pelo Protocolo de Kyoto, um dos mecanismos que se destaca por permitir que os países com metas de redução pudessem perseguir esses objetivos, ao mesmo tempo em que contribuíam para o desenvolvimento sustentável das nações economicamente menos desenvolvidas.

O MDL consiste no desenvolvimento de projetos que reduzam a emissão de GEE. Os projetos no âmbito do MDL são implementados em países menos desenvolvidos e em desenvolvimento (também chamados de países anfitriões), os quais podem vender as reduções de emissão de GEE, denominadas Reduções Certificadas de Emissão para os países desenvolvidos. Tais projetos devem implicar reduções de emissões adicionais (essas reduções também recebem o nome de 'adicionalidade') àquelas que ocorreriam na ausência do projeto, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para

¹⁰² Esse período também era chamado de primeiro período de compromisso.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

a mitigação da mudança do clima. Os projetos devem ser “espontâneos”, ou seja, não são admitidos projetos desenvolvidos em virtude de determinação legal.

Uma unidade de RCE equivale a uma tonelada de CO₂e. Cada RCE é válido pelo período de compromisso durante o qual ele foi emitido. O preço de cada RCE é definido de acordo com os mercados onde eles são negociados.

Governança do MDL

A regulação dos projetos é feita pelo Conselho Executivo (CE) do MDL e pelo governo do país anfitrião do projeto. A Autoridade Nacional Designada (AND) é o ponto focal do país anfitrião perante o CE, e seu estabelecimento era requisito para que os países signatários do Protocolo de Kyoto participassem do MDL. Dentre as responsabilidades da AND, destacam-se:

- a definição e o estabelecimento de normas para a internalização do MDL no país;
- a análise das propostas de projeto submetidas à sua apreciação; e
- a emissão de carta de aprovação atestando que a atividade do projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, que o país ratificou o Protocolo de Quioto e que a participação do país no MDL é voluntária. Essa carta é pré-requisito para a solicitação de registro do projeto ao Conselho Executivo do MDL.

No Brasil, a Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC), criada por Decreto Presidencial em 07 de julho de 1999, foi denominada a ADN, e a Lei nº 12.187/2009 estabeleceu a CIMGC como instrumento institucional para a atuação da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e suas resoluções como instrumentos dessa política. Entretanto, como a CIMGC foi extinta pelo Decreto nº 9.759/2019, suas funções estão sendo cumpridas pela Coordenação-Geral de Ciências do Clima e Sustentabilidade, da Secretaria de Pesquisa e Formação Científica do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações.

Requisitos para aprovação de projetos no MDL

Os projetos analisados no âmbito do MDL são chamados de “atividades de projeto” pois se referem às atividades que integram um empreendimento e que proporcionam uma redução da emissão de GEE ou o aumento da remoção de dióxido de carbono que não ocorreriam na ausência dessas atividades (o que é chamado de cenário de linha de base).

As atividades de projeto do MDL passavam por várias etapas antes da emissão das RCEs, sendo elas:

1. Elaboração do Documento de Concepção do Projeto (DCP): fase de configuração do projeto, com ênfase especial na metodologia que estabeleça a adicionalidade e a sua linha de base;
2. Validação: o participante deve contatar uma Entidade Operacional Designada (EOD) para uma avaliação independente do DPC e, eventualmente, propor melhorias;
3. Aprovação da AND: é a aprovação do projeto por parte do governo local;
4. Registro: o CE analisa toda a documentação enviada (o DPC), assim como os relatórios da EOD e da AND, e se tudo estiver de acordo, será feito o registro do projeto;



5. Monitoramento: após registro e implementação do projeto, começa a etapa de monitoramento que é realizada pelos próprios participantes, seguindo os planos estabelecidos no DCP. O monitoramento deve ser constante, incluindo o recolhimento e armazenamento de todos os dados necessários para os cálculos estabelecidos na metodologia, criando relatórios que serão submetidos à EOD para verificação (a menos que seja um projeto de pequena escala, essa EOD deverá ser diferente da que efetuou a validação do projeto);
6. Verificação e Certificação: nessa etapa de verificação é feita uma auditoria periódica e independente por meio de outra EOD para que seja feita uma revisão dos cálculos e resultados apresentados pelo projeto no objetivo de redução das emissões dos GEEs. Posteriormente uma certificação é encaminhada por escrito ao CE, confirmando que em um determinado período o projeto foi capaz de atingir os objetivos da sua metodologia aplicada no DCP.
7. Emissão das RCEs: a certificação enviada ao Conselho Executivo comprova que os efeitos do projeto são reais, mensuráveis e de longo prazo, garantindo, portanto, a emissão das RCEs proporcional à quantidade reduzida de emissões de GEEs geradas pelo projeto. Essas são emitidas pelo CE e creditadas ao administrador do registro do MDL, com uma dedução de 2% do total de RECs que são direcionados para o Fundo de Adaptação para ajudar os países mais vulneráveis a se adaptarem aos efeitos da mudança do clima.

Considerando a quantidade de etapas envolvidas, observa-se que o processo no âmbito do MDL é complexo, sendo também considerado lento e de custo relativamente alto. Em uma tentativa de diminuir os custos de transação na implementação de um projeto do MDL, e com o objetivo de simplificar o processo, foi estabelecido o MDL Programático, ou Programa de Atividades (PoA). Por meio desse instrumento, é possível, com apenas um contrato e um pedido, registrar diferentes atividades de projeto.

Os passos referentes ao MDL Programático são praticamente os mesmos seguidos no desenvolvimento de uma atividade de projeto, com a diferença de que as várias atividades de projeto que compõem o PoA (denominadas atividades de projeto componentes) podem ser adicionadas ao PoA posteriormente ao registro, desde que sigam as mesmas regras estabelecidas no PoA e que sua inclusão seja informada ao Secretariado do Conselho Executivo do MDL.

O Brasil e o MDL

O Brasil possuía, até 2021, 344 projetos registrados no MDL, sendo o terceiro país com mais projetos registrados. Embora possua uma representação expressiva no mecanismo, pode-se considerar que existem poucos projetos registrados, inclusive de algumas centrais geradoras participantes do Proinfa, dado o potencial de fontes de energia renováveis no país¹⁰³.

¹⁰³ Os projetos do MDL podem ser baseados em fontes de energia renováveis.

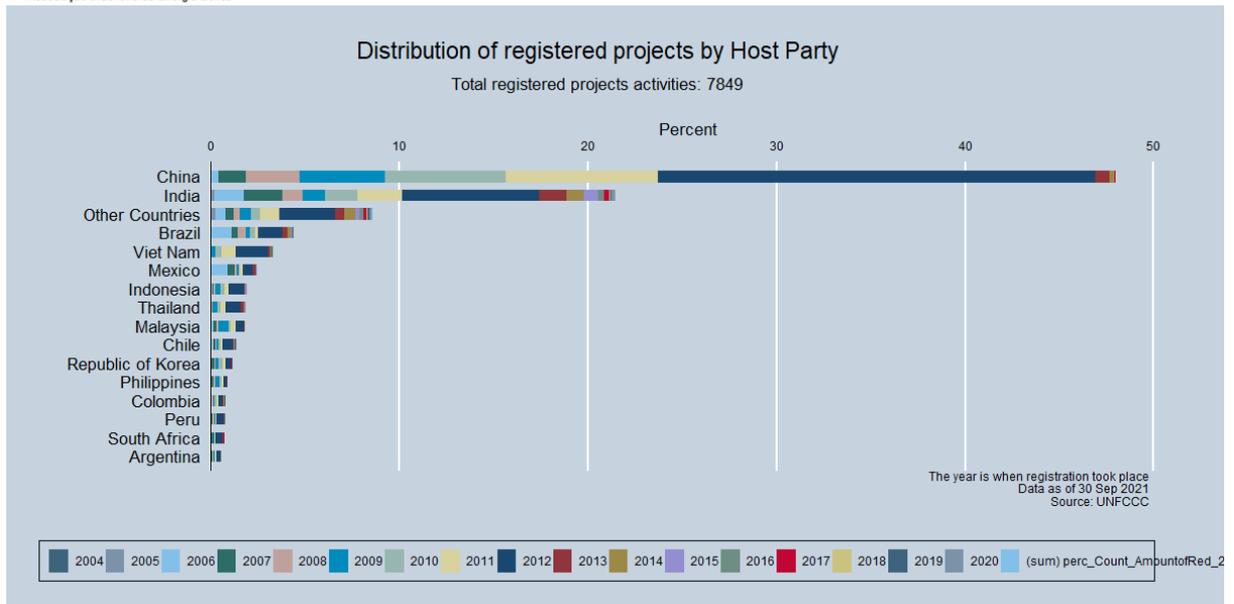


Figura 49 – Número total de projetos no MDL registrados no mundo, em 2021¹⁰⁴

É possível observar na figura abaixo que o ano de 2012 foi o ano onde houve mais registro de projetos e, desde então, o número só vem reduzindo. No caso do ano de 2012, este era o último ano da primeira fase do Protocolo (2008-2012). Assim, os países que não tinham alcançado a meta prevista de redução de emissões estavam na corrida contra o tempo para que, através do MDL, conseguissem adquirir as RCEs necessárias para o cumprimento da meta. Pelo lado dos desenvolvedores de projetos, houve uma preocupação em registrar suas atividades até o final do ano, já que as incertezas do prolongamento do tratado eram cada vez maiores.

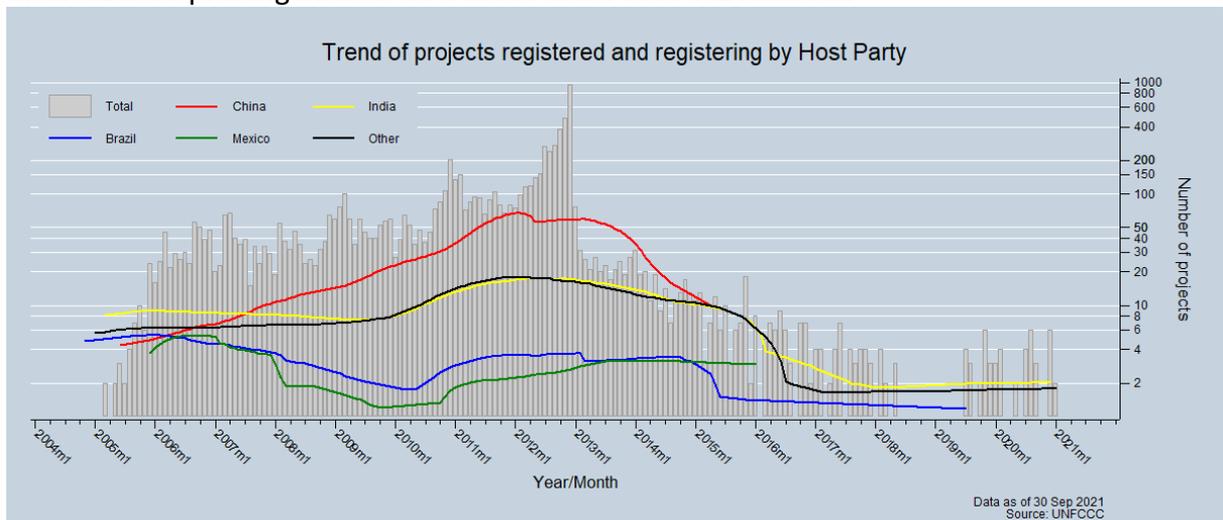


Figura 50 – Número de projetos no MDL registrados por ano no Brasil¹⁰⁵.

Para os anos seguintes, a Emenda de Doha, aprovada no fim de 2012 na Conferência do Clima de Doha, estabeleceu novos compromissos de redução de emissões para os países desenvolvidos para o período 2013-2020¹⁰⁶. Entretanto, observam-se números

¹⁰⁴ Fonte: [Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima](#)

¹⁰⁵ Fonte: [Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima](#)

¹⁰⁶ Conhecido como segundo período de compromisso.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

insignificantes de projetos registrados no Brasil nesse período. Isso ocorre devido ao fato de a emenda não ter entrado em vigor, já que, para tal, conforme previsto no artigo 20, parágrafo 4, era necessário que pelo menos três quartos das Partes do Protocolo de Quioto, ou seja, 144 partes, depositassem seu instrumento de aceitação. Entretanto, esse número não foi atingido e países importantes como EUA, Rússia, Austrália, Japão, Canadá e Nova Zelândia não assinaram o acordo para o segundo período de compromisso, com a crítica de que países em desenvolvimento, como China, Brasil, Índia, Indonésia e México, também deveriam assumir compromissos de redução, já que são grandes emissores de GEE.

Para os investidores terem incentivos, ainda assim, em investirem seu capital nesses projetos é necessário um cenário favorável de preços para os RCEs.

Outro fator que contribuiu para o fracasso no desenvolvimento de novos projetos foi a própria credibilidade da iniciativa. Estudos indicam que o desenho do mecanismo incentivou empreendedores a fraudar as informações reportadas ou mesmo empregar capital na criação de poluição que poderia, então, ser reduzida para originar créditos de compensação para venda¹⁰⁷.

Grande parte dos créditos gerados eram direcionados para utilização no EU ETS. Porém, com a crescente preocupação sobre a qualidade destas compensações, a Comissão Europeia realizou um estudo¹⁰⁸ e concluiu que mais de 70% dos créditos originados possuíam baixa probabilidade de gerar reduções reais nas emissões de GEE. Portanto, na fase III (2013-2020) do EU ETS, a União Europeia permitiu a participação no seu mercado apenas de projetos registrados em países da lista de “menos desenvolvidos” e, na fase IV (2021-2030) o uso de créditos de compensação foi proibido¹⁰⁹. Medidas similares, de restrição no uso de créditos de compensação, foram adotadas em outros sistemas de comercialização de emissões pelo mundo, como o RGGI – seção 3.3.2 – e Califórnia – seção 3.3.3.

Houve uma queda nos preços associados aos RCEs e os investimentos em MDL no Brasil caíram, seguindo a tendência mundial, já que a maioria desses projetos não renderiam retorno esperado. Assim sendo, o número de projetos que buscavam registro caiu e muitos projetos já registrados deixaram de operar. Até setembro de 2021, o Brasil já havia recebido mais de 164 milhões de RCE.

¹⁰⁷ Fontes: D.Cullenward e D.G.Victor, “Making Climate Policy Work” (Polity Press 2020), página 181; Wara, M. (2007). Is the global carbon market working? In Nature (Vol. 445, Issue 7128, p. 595–596). Springer Science and Business Media LLC. <https://doi.org/10.1038/445595a>

¹⁰⁸ Fonte: Cames, M., Harthan, R. O., Juerg Fuessler, Lazarus, M., Lee, C., Erickson, P., & Spalding-Fecher, R. (2016). How additional is the Clean Development Mechanism? Analysis of the application of current tools and proposed alternatives. Study prepared for DG CLIMA. Oeko Institute. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23258.54728>. Ver página 11.

¹⁰⁹ Fonte: [Use of international credits](#), Comissão Europeia.

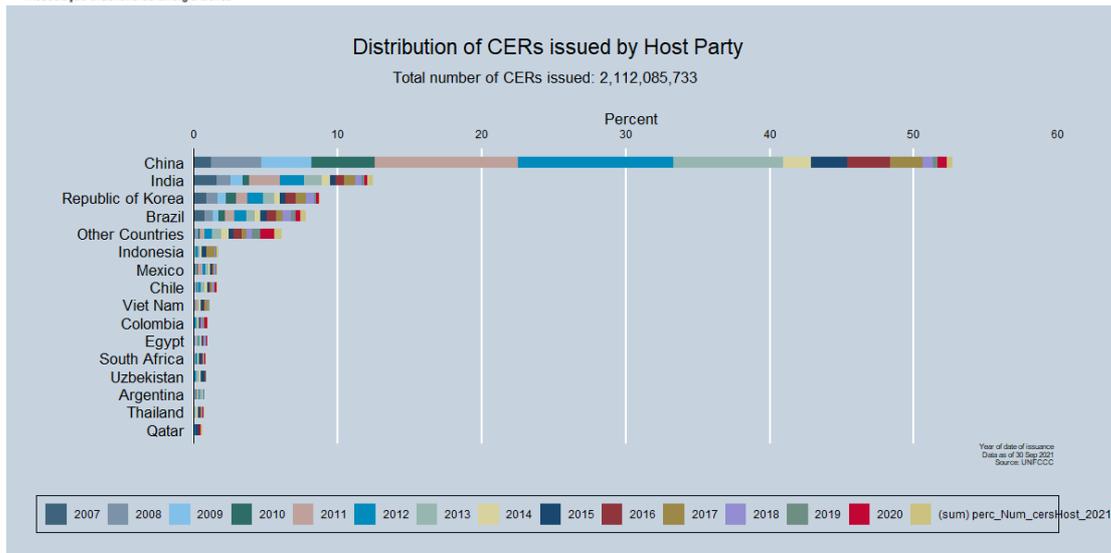


Figura 51 – Distribuição dos RCEs por país anfitrião¹⁰⁵.

4.5 Outras iniciativas no Brasil

Atualmente, não existem mecanismos de precificação de emissões ou políticas de certificação de energia limpa em vigor no Brasil. Até então, os incentivos para algumas fontes de geração renovável eram dados através de descontos nas tarifas de utilização das redes de transmissão ou distribuição – para geradores e consumidores.

No entanto, a Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, estabeleceu que diretrizes para a criação de mecanismos de valoração de benefícios ambientais para o setor elétrico devem ser definidas em até 12 meses. O texto indica que esses mecanismos seriam iniciados no setor de energia elétrica, porém deixa aberta a possibilidade de extensão para outros setores da economia.

Iniciativas voluntárias e mandatárias

A única iniciativa mandatária em vigor no país é o RenovaBio, que foi criada pelo Governo Federal após a assinatura do Acordo de Paris e abrange o setor de combustíveis. As lições aprendidas com o programa podem servir para a implementação de um mecanismo de precificação de emissões ou para um amplo esquema de certificação de energia limpa.

Em relação às alternativas voluntárias, vale mencionar que o Brasil já faz parte do I-REC Standard, uma iniciativa com presença global que possui uma metodologia para certificar a produção de energia elétrica renovável. Esses certificados têm recebido cada vez mais atenção de empresas que buscam se adequar aos padrões ambientais, sociais e de governança corporativa. Da mesma forma, as lições aprendidas com essa iniciativa também poderiam servir de base para um mecanismo a ser implementado no Brasil.

Política Nacional do Brasil sobre Mudanças Climáticas

Em 2009, a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) foi instituída pela Lei nº 12.187, que previu, dentre outras diretrizes, a criação do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões. De acordo com o Artigo 9 desta Lei:



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Art 9º O Mercado Brasileiro de Redução de Emissões - MBRE será operacionalizado em bolsas de mercadorias e futuros, bolsas de valores e entidades de balcão organizado, autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, onde se dará a negociação de títulos mobiliários representativos de emissões de gases de efeito estufa evitadas certificadas.

Lei nº 12.187, 29 de dezembro de 2009.

No entanto, o MBRE nunca foi implementado. Essa iniciativa estabelecerá as regras para a comercialização de créditos de carbono em bolsas de valores, oriundos de projetos de redução de emissões em países em desenvolvimento com investimentos de países desenvolvidos, juntamente com o estabelecido no Protocolo de Kyoto (1997). Recentemente, tendo em vista a 26ª Conferência das Partes da Convenção do Clima (COP26), os poderes legislativo e executivo têm apresentado discussões sobre alterações do PNMC e regulamentações do mercado de carbono, que serão comentadas adiante – seção 5.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

5 PROPOSTAS LEGISLATIVAS

5.1 Projeto de Lei n.º 528/2021 - Mercado Brasileiro de Reduções de Carbono

Em fevereiro de 2021, foi elaborado pelo deputado Marcelo Ramos (PL-AM) o Projeto de Lei (PL) 528/2021, que visa instituir, 12 anos após a promulgação da Lei nº 12.187/2019, o MBRE como um sistema de comercialização de créditos de compensação de carbono com abrangência de diversos setores da economia. De acordo com a última versão apresentada do PL 528/2021, o MBRE será implementado em duas fases, sendo os 2 primeiros anos de adesão voluntária e com previsão de transição para adesão mandatória em segunda fase, que deverá ser regulamentada em até 5 anos. A gestão do mecanismo será realizada por uma instituição existente ou a ser criada pelo poder executivo, que também será responsável, dentre outras, pela criação da metodologia de aferição das emissões e sequestro de carbono, registro e publicidade dos projetos e definição das metas nacionais relacionadas aos acordos e programas em que o Brasil é participante. A verificação e contabilidade do mercado nacional e internacional será realizado através do Sistema Nacional de Registro de Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa – SNRI-GEE. Somente serão elegíveis ao MBRE projetos emitidos com padrões de certificação que atendam o disposto na NBR 15948 da ABNT e normas internacionais reconhecidas pela Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), permitindo a exportação de créditos a outros países, dando incentivo econômico à conservação e proteção ambiental nacional. Para a implementação do programa, a definição das metas deverá considerar os setores com maior índice de emissões e maior capacidade de remoção e compensação de GEE. Serão estabelecidas metas setoriais e individuais de forma progressiva, visando cumprir a Contribuição Nacional Determinada prevista no Acordo de Paris. Apesar das diretrizes propostas pelo PL 528/2021, grande parte da regulamentação ainda deverá ser detalhada pelo órgão designado pelo poder concedente. Atualmente, o projeto encontra-se na Câmara dos Deputados e está sendo analisado pela Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS). A comissão é segunda das quatro comissões em que o projeto será apreciado. Em caso de aprovação, o texto seguirá para revisão pelo Senado Federal.

5.2 Projeto de Lei n.º 290/2020 – Créditos de Carbono no Setor Elétrico

Em fevereiro de 2020, o deputado Léo Moraes (PODE-RO) apresentou o PL 290/2020, que trata da compensação ambiental da geração de energia elétrica e certificação de créditos de carbono para empreendimentos de geração por fontes alternativas. O programa prevê a obrigatoriedade de contabilização das emissões de GEE provenientes de usinas termelétricas, com metas de redução, ou compensação, a serem definidas pelo regulador do setor elétrico (ANEEL). As reduções acima da meta farão jus à emissão de créditos, que poderão ser comercializadas com os demais participantes. A compensação também pode ser realizada na forma de Projetos de Pagamento por Serviços Ambientais, nos termos da Lei n.º 14.119/2021.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

As usinas que geram energia de forma centralizada a partir das fontes solar, eólica, geotérmica, biomassa de origem certificada, energia dos oceanos e aproveitamento hidráulico com potência inferior a 30 MW, e biogás gerada de forma distribuída, também farão jus à obtenção de créditos. Será considerada a diferença líquida entre a taxa de emissão de cada fonte e a média de emissão proveniente das termelétricas de combustíveis fósseis, apurada anualmente.

O direito de comercialização é de exclusividade do empreendedor, e o sistema de registro, compensação e cancelamento será realizada por meio da CCEE.

O projeto também prevê a consideração dos benefícios decorrentes da baixa emissão de carbono nos processos de leilão de novos empreendimentos para fornecimento de energia ao mercado regulado de energia. A partir de janeiro de 2022, estes leilões deverão contratar pelo menos 40% da demanda através de usinas com geração a partir de empreendimentos hidrelétricos inferiores a 30 MW e fontes renováveis.

A matéria tramita na Câmara dos Deputados e está sendo analisada pela Comissão de Minas e Energia (CME), e posteriormente apreciada pela CMADS e CCJC. Em caso de aprovação, o texto seguirá para revisão pelo Senado Federal.

5.3 Projeto de Lei n.º 1.539/2021 – Revisão das metas

O Projeto de Lei n.º 1.539/2021, de autoria da Senadora Kátia Abreu (PP-TO), foi apresentado ao Plenário do Senado em abril de 2021, com o objetivo de alterar a Lei 12.187/2008 sobre as metas do PNMC. O Art. 12 da Lei previa como compromisso nacional voluntário ações de mitigação de emissões de GEE com o objetivo de reduzir entre 36,1% e 38,9% das emissões projetadas até 2020, com base no inventário a ser concluído em 2010.

No âmbito do Acordo de Paris, o Brasil em 2016 submeteu como sua Contribuição Nacional Determinada a redução da emissão em 37% até 2025 e 43% até 2030, comparadas com as realizadas no ano de 2005. Em dezembro de 2020, o governo brasileiro submeteu nova NDC mantendo os percentuais definidos anteriormente. Porém, diante do progresso científico de apuração das emissões, o valor contabilizado em 2005 foi atualizado com a publicação do Terceiro Inventário Nacional, subindo de 2,1 bilhões de toneladas para 2,8 bilhões. Na prática, este novo parâmetro permitiu a flexibilização de 400 milhões de toneladas em relação à primeira NDC.

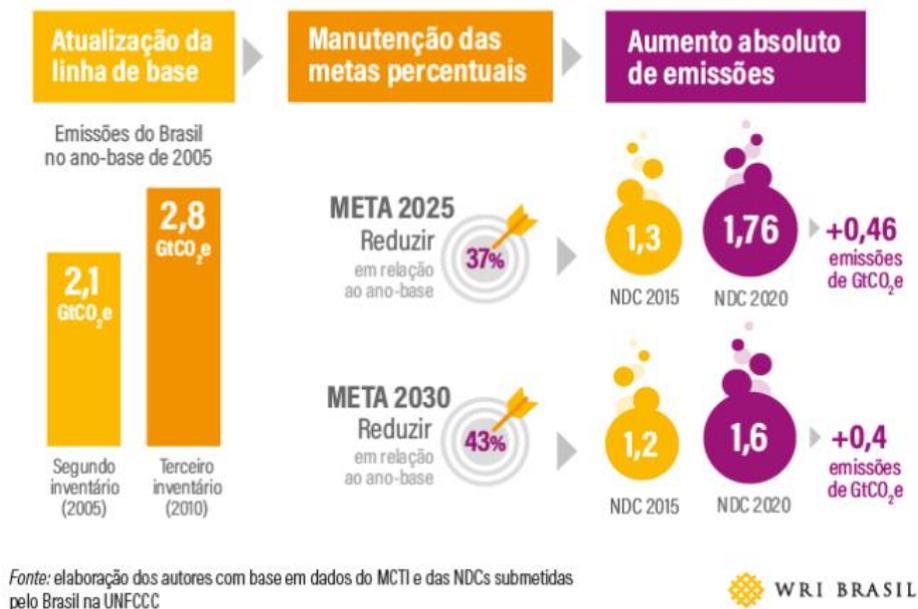


Figura 52 - Alteração das metas da NDC do Brasil¹¹⁰

Assim, o texto proposto pelo PL 1.539/2021 antecipa em cinco anos o alcance da meta prevista no NDC submetida em dezembro de 2020 e fixa nova meta para 2030, porém alterando a linha de base. Portanto, o novo objetivo do PNMC adotado, alinhado com o Acordo de Paris, seria a mitigação das emissões de GEE em 43% até 2025 e de 50% até 2030.

A matéria foi aprovada no Senado e remetida à Câmara dos Deputados, onde aguarda a definição da ordem de tramitação.

5.4 Decreto n.º 10.846/2021 – Programa Nacional de Crescimento Verde

No fim de outubro de 2021, governo federal lançou o Programa Nacional de Crescimento Verde, com o objetivo de promover o crescimento econômico alinhado às diretrizes da economia verde, de modo a garantir que o alcance das metas de redução de emissões não afete a sustentabilidade econômica.

O plano será acompanhado pelo Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima e Crescimento Verde – CIMV, composto por 11 ministérios e presidida pelo Chefe da Casa Civil. O CIMV deverá, dentre outros, definir políticas públicas e diretrizes relacionadas à mudança climática, acompanhar a execução das metas de NDC apresentada pelo Brasil no Acordo de Paris e propor atualizações da PNMC.

O Programa Nacional de Crescimento Verde prevê a captação de recursos nacionais e internacionais, públicos ou privados, para promover atividades como a ampliação do uso de energias limpas e renováveis e do ganho de eficiência energética nas atividades econômicas, gestão de resíduos, transporte e logística, conservação e restauração florestal e infraestrutura verde.

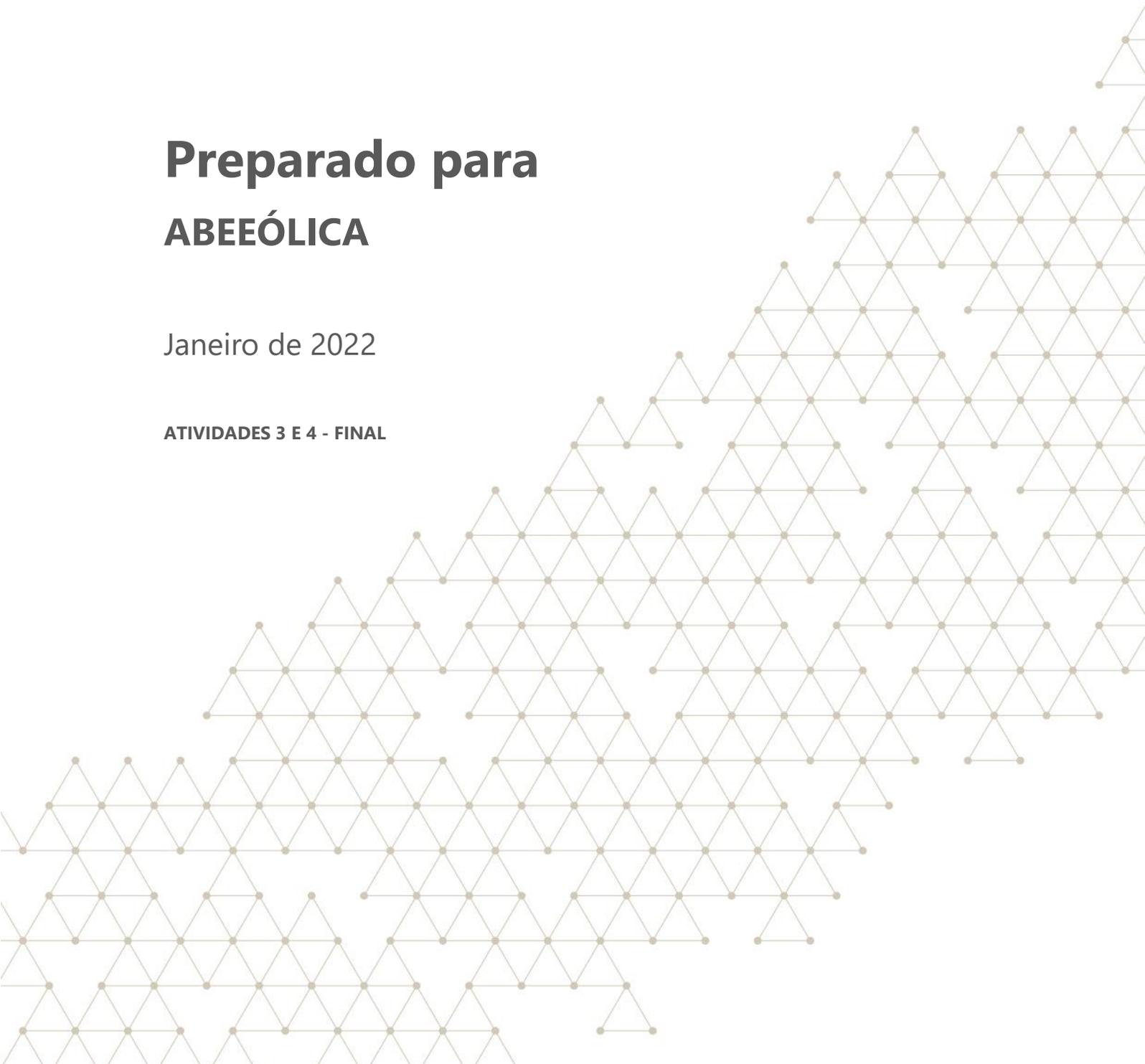
¹¹⁰ Fonte: [WRI Brasil](https://www.wri.org/brasil).

Mecanismos para Valoração de Benefícios Ambientais

**Preparado para
ABEEÓLICA**

Janeiro de 2022

ATIVIDADES 3 E 4 - FINAL



Sumário

Definições	87
Glossário	89
1 Sumário executivo.....	93
1.1 Princípios norteadores.....	93
1.2 Possíveis mecanismos.....	94
1.2.1 Um sistema de comércio de emissões	94
1.2.2 Mecanismo de certificados de energia limpa.....	97
1.3 Análise regulatória: interação com as políticas setoriais e harmonização com iniciativas em curso	99
1.3.1 Sumário.....	100
1.4 Simulação da expansão e operação do SIN considerando a precificação de emissões.....	102
1.4.1 Procedimento utilizado para as simulações	102
1.4.2 Análise sobre a expansão da oferta de geração até 2040.....	102
1.4.3 Análise sobre a simulação da operação para o horizonte 2030-2040	103
1.5 Estrutura do relatório	104
2 Possíveis mecanismos	105
2.1 Princípios norteadores.....	105
2.2 Um sistema para comércio de emissões	107
2.2.1 Descrição	107
2.2.2 Governança.....	107
2.2.3 Elementos de desenho e atribuições institucionais	108
2.2.4 Considerações.....	122
2.3 Mecanismo de certificados de energia limpa.....	123



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

2.3.1 Descrição	123
2.3.2 Governança.....	124
2.3.3 Elementos de desenho e atribuições institucionais	125
2.3.4 Considerações.....	126
2.4 Possível cronograma de implementação.....	127
3 Análise regulatória	130
3.1 Interação com as políticas setoriais.....	130
3.1.1 PROINFA.....	130
3.1.2 Descontos na TUST/D	130
3.1.3 REIDI.....	131
3.1.4 Leilões regulados por fonte	132
3.1.5 Sistema de <i>net-metering</i> para Micro e Minigeração Distribuída	135
3.1.6 Subsídios ao carvão nacional.....	135
3.1.7 Programa de Transição Energética Justa	136
3.1.8 Conta de Consumo de Combustíveis.....	137
3.1.9 Isenção do PIS/COFINS para termelétricas do PPT e importação de GNL.....	137
3.1.10 Isenção de P&D.....	138
3.1.11 Preços de curto prazo e encargos.....	139
3.1.12 Sumário	139
3.2 Geração de energia nos sistemas isolados	141
3.3 Impactos da precificação do carbono na abertura de mercado.....	142
3.4 Impactos da precificação de emissões na ordem de mérito econômico	144
3.5 Harmonização com as iniciativas atualmente em curso	145
3.5.1 Renovabio, I-REC e REC Brasil.....	146
3.5.2 O Projeto de Lei n.º 2148/2015	146
4 Simulação da expansão e operação do SIN considerando a precificação de emissões.....	150
4.1 Introdução	150
4.1.1 Procedimento utilizado para as simulações	150
4.2 Análise sobre a expansão da oferta de geração até 2040.....	150



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

4.3	Análise sobre a simulação da operação para o horizonte 2030-2040.....	151
4.3.1	Análise	152
4.3.2	Resultados das simulações	153
Anexo A	Metodologia e premissas	159
A-1.	Metodologia.....	159
A-2.	Alternativas à expansão	159
A-3.	Modelos utilizados	161
A-4.	Candidatos à Expansão da Geração.....	163
A-5.	Evolução da Demanda do Sistema.....	166
A-6.	Fatores de emissão por tecnologia	167
Anexo B	Contexto Brasileiro	168



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

DEFINIÇÕES

ACL	O <i>Ambiente de Contratação Livre</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e consumidores livres, especiais e comercializadores.
ACR	O <i>Ambiente de Contratação Regulada</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras.
AND	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Autoridade Nacional Designada</i> .
ANEEL	A <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> é a agência reguladora para energia elétrica no Brasil.
CE	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Conselho Executivo</i> .
CEL	Abreviatura para <i>Certificado de Energia Limpa</i> .
CIMGC	Abreviatura de <i>Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima</i> . A <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> é a organização encarregada da contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo de energia elétrica e da organização dos leilões de energia.
CCEE	O <i>Conselho Nacional de Política Energética</i> , presidido pelo Ministro de Minas e Energia, é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia.
CNPE	Abreviatura de <i>Custo Variável Unitário</i> de operação.
CVU	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Documento de Concepção do Projeto</i> .
DCP	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Entidade Operacional Designada</i> .
EOD	A <i>Empresa de Pesquisa Energética</i> é uma empresa pertencente ao governo federal encarregada de realizar estudos técnicos para o MME.
EPE	<i>European Union Emissions Trading System</i> , o sistema de comércio de emissões vigente na União Europeia.
EU ETS	Abreviatura de <i>Gases de Efeito Estufa</i> .
GEE	Abreviatura de <i>Mecanismo de Desenvolvimento Limpo</i> .
MDL	O <i>Ministério de Minas e Energia</i> coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a Garantia Física das usinas.
MME	Abreviatura de <i>Nationally Disclosed Contribution</i> .
NDC	O <i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i> é a entidade responsável pela operação e pelo despacho do sistema.
ONS	O <i>Preço de Liquidação de Diferenças</i> é o preço de curto prazo calculado pela CCEE para hora do dia seguinte e cada submercado, com o mesmo <i>software</i> que o ONS usa para o planejamento da programação da operação.
PLD	Abreviatura de <i>Política Nacional sobre Mudança do Clima</i> .
PNMC	No contexto do MDL, abreviatura de <i>Reduções Certificadas de Emissões</i> .
RCE	<i>Regional Greenhouse Gas Initiative</i> , o sistema de comércio de emissões vigente em alguns estados dos Estados Unidos.
RGGI	Abreviatura para <i>Sistema de Comercialização de Emissões</i> .
SCE	Abreviatura de <i>Sistema Interligado Nacional</i> .
SIN	



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- TUSD *A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição* é uma tarifa paga por geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de distribuição.
- TUST *A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* é uma tarifa paga por todos os geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de transmissão.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

GLOSSÁRIO¹¹¹

Adicionalidade	Este princípio implica que um projeto deve induzir reduções de emissões adicionais àquelas que ocorreriam na ausência do mesmo, garantindo benefícios reais, mensuráveis e de longo prazo para a mitigação de mudanças climáticas.
Alocação de permissões	Em um SCE, é a forma que as permissões são distribuídas – repartidas – entre os agentes regulados.
Aposentadoria de permissões (<i>Retiring</i>)	O cancelamento voluntário, por parte de um agente, de permissões de emissões em um SCE – sem utilizá-las para cumprir com suas metas individuais no mecanismo. Em geral, isto diminui o número de permissões em circulação, eleva a meta de redução de emissões associada e pressiona os preços para cima.
<i>Benchmarks</i>	São indicadores de performance para certo produto ou atividade que podem ser utilizados para confrontar a performance individual com aquela de outros agentes do mesmo setor ou que desempenham a mesma atividade. Em um SCE, <i>benchmarks</i> são utilizados para determinar a alocação gratuita de permissões.
Cancelamento de permissões (<i>Surrendering</i>)	Em um SCE, as permissões de emissões são criadas com a finalidade de serem canceladas. O cancelamento pode ser ao fim de um período de controle, pelo agente que busca cumprir com suas obrigações no mecanismo, ou voluntariamente (também chamado de aposentadoria).
Certificados de energia limpa (<i>Clean energy certificates</i>)	Título de direito sobre o atributo renovável da energia elétrica produzida por recursos renováveis – por exemplo, geradores solares, eólicos etc. Pode ser negociado em conjunto ou separadamente da energia elétrica associada. Em um SCE, corresponde à possibilidade de utilizar permissões remanescentes – não aposentadas, não canceladas – de um determinado período de controle em períodos de controle futuros. Usualmente é possível ao menos entre períodos subsequentes.
Comércio bancário (<i>Banking</i>)	Mecanismo pelo qual é possível compensar emissões de GEE originadas em determinada atividade pela aquisição de créditos de carbono originados em outra atividade.

¹¹¹ As definições aqui apresentadas foram obtidas (e adaptadas) das seguintes fontes: [EU ETS Handbook](#), Comissão Europeia; Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos; [Projeto de Lei nº 528/2021](#), Regulamenta o Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), determinado pela Política Nacional de Mudança do Clima – Lei nº 12.187, de 29 de dezembro de 2009; FGVces. Produto A.5 – Síntese dos Resultados e Estratégia de Avaliação Ex-post. Apoio à Implementação da Proposta de Preparação de Instrumentos de Mercado (MRP) do Brasil - Componente 2B. São Paulo, 2020.

Créditos de carbono (<i>Offsets</i>)	Título de direito sobre a redução ou remoção verificada, de acordo com um padrão de certificação, de uma tonelada de carbono equivalente. Diferente das permissões utilizadas em um SCE, um crédito de carbono somente é originado após a redução ou remoção ser realizada – as permissões são alocadas, em um SCE, antes de as emissões serem praticadas.
Empréstimos (<i>Borrowing</i>)	Em um SCE, corresponde à possibilidade de “tomar emprestadas” permissões de períodos de controle futuros, aliviando as condições de oferta e demanda do período atual, porém tornando as metas associadas aos períodos futuros mais rigorosas.
Escopos 1, 2 e 3 (<i>Scope 1, 2 and 3</i>)	Classificação das emissões de gases de efeito estufa associadas a uma atividade (ou organização) de acordo com sua origem – em resumo, se são impactos diretos ou indiretos desta atividade (ou da atuação da organização).
Fuga de emissões/carbono (<i>Carbon leakage</i>)	Reduções de emissões em um local podem ser anuladas por um aumento nas emissões em outro local. Isto ocorre quando as regulações impostas em uma jurisdição ou setor levam a um deslocamento de atividades e emissões associadas para outra jurisdição ou setor, ao invés da efetiva redução das emissões.
Gases de efeito estufa (<i>Greenhouse gases</i>)	Os gases que retêm a irradiação solar (e o calor associado) na atmosfera são chamados de gases de efeito estufa. São eles, principalmente, o dióxido de carbono, o metano, o óxido nitroso e os gases fluorados.
<i>Grandfathering</i>	Alocação gratuita das permissões proporcionalmente (ou mesmo correspondendo integralmente) aos níveis de emissões históricas de um determinado agente.
Leilão de permissões	É a venda das permissões (parcialmente ou em sua totalidade) através de um leilão no qual os participantes podem postar ofertas de compra por estas permissões. As permissões são alocadas de modo eficiente – aqueles agentes com maior disposição a pagar serão sagrados vencedores do certame.
Limites de emissões (<i>Cap</i>)	O limite estabelecido para as emissões dos agentes regulados por um SCE – o total permissões postas em circulação em um sistema de comércio de emissões, em um dado período de controle. Este limite é associado à meta de redução de emissões de GEE em vigor.
Mercado regulado	Sistema de compra e venda de créditos de reduções verificadas de emissões, criados e regulados de forma mandatária em uma jurisdição.
Mercado voluntário	Sistema de compra e venda de créditos de reduções verificadas de emissões em que não se verifica uma

	<p>obrigação legal relacionada à participação dos agentes de mercado.</p>
<p>Monitoramento, reporte e verificação (<i>Monitoring, reporting and verification</i>)</p>	<p>Sistema para coletar informações e verificar o cumprimento das obrigações de redução de emissões pelos agentes regulados, conforme estabelecido na legislação do sistema. Monitoramento é a medição direta ou estimativas calculadas sobre as emissões verificadas de um agente regulado. O reporte é feito por documentação padronizada das emissões por parte dos agentes regulados, que é certificada por um auditor independente – inclui informações sobre metodologias, premissas e dados. A verificação compreende, justamente, procedimentos ou análises de especialistas para verificar a qualidade dos dados e estimativas reportados – a auditoria.</p>
<p>Padrão de certificação</p>	<p>Programa de uma determinada instituição para a realização de verificação de conformidade de um projeto de redução de emissões ou remoção de emissões de GEE, com relação a uma metodologia e critérios de elegibilidade.</p>
<p>Período de controle (<i>Compliance period</i>)</p>	<p>Em um sistema de comércio de emissões, é o período ao fim do qual permissões devem ser canceladas proporcionalmente às emissões verificadas do agente regulado. Alguns sistemas são também organizados ao redor de fases, ou períodos de negociação, compreendendo vários anos: nestas fases, pode ou não existir um controle anual das emissões verificadas e apresentação das permissões correspondentes – isto é, controle intermediário dentro da fase. De fato, é uma questão de escolha de desenho de mecanismo.</p>
<p>Permissões (<i>Allowances ou permits</i>)</p>	<p>Uma permissão dá o direito a seu detentor de emitir uma unidade (usualmente uma tCO₂e) de gases de efeito estufa regulados pelo sistema de comércio de emissões. Permissões podem ser negociadas entre agentes, leiloadas, alocadas gratuitamente etc.</p>
<p>Ponto de regulação</p>	<p>Ponto da cadeia produtiva onde a regulação (seja ela um sistema de comercialização de emissões, um imposto sobre emissões ou qualquer outra) é aplicada. Por exemplo, no setor de combustível, se é aplicada nas refinarias, ou nos postos de combustível.</p>
<p>Reciclagem de receitas (<i>Revenue recycling</i>)</p>	<p>A destinação da renda oriunda de políticas de precificação de emissões (seja esta política um imposto sobre emissões ou um SCE) para a sociedade, o que pode se dar pela desoneração tributária de outros impostos, por pagamentos diretos etc.</p>



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Reduções verificadas de emissões	Medida associada à efetiva diminuição de emissões de GEE entre inventários de anos distintos, podendo ser de anos subsequentes.
Sistema de comercialização de emissões (<i>Emissions trading system</i>)	Um mecanismo estabelecido para a transação de títulos relacionados às emissões evitadas – usualmente permissões e/ou créditos de carbono. Um ente central vende, e/ou aloca, um montante limitado de permissões para os agentes regulados que, por sua vez, devem deter um montante de permissões correspondente às suas emissões verificadas ao fim do período de controle. Os agentes que conseguem emitir menos do que sua meta individual possuem um excedente de permissões, que podem ser negociados com aqueles agentes que emitiram além de suas metas individuais.
Sistema de registro	Um banco de dados para registro das permissões dos diferentes agentes – isto é, mostrando quantas permissões cada agente possui. Os saldos das contas podem ser visualizados e as transações realizadas devem comunicar-se com este registro para efetuar a contabilização do sistema. No entanto, o sistema de registro não é uma plataforma de negociação: não suporta a declaração de venda e compra pedidos ou preços. É a métrica de comparação do potencial de aquecimento global associado às emissões dos diferentes gases de efeito estufa, conforme definido no âmbito da Conferência das Partes das Nações Unidas para o Clima. O dióxido de carbono é o gás de referência contra o qual o potencial dos outros gases é medido.
Tonelada equivalente de carbono (tCO ₂ e)	



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

6 SUMÁRIO EXECUTIVO

6.1 Princípios norteadores

Há diferentes alternativas para valorar benefícios ambientais das diferentes fontes de geração de energia elétrica ou para considerar os custos associados às emissões de gases de efeito estufa (GEE) nas diferentes atividades econômicas. Cada mecanismo possui características particulares, de modo que aqui são descritos aqueles princípios identificados como desejáveis para nortear o processo de escolha e implementação de alguma iniciativa no caso brasileiro.

- a) **Simplicidade:** é desejável que o mecanismo seja simples de administrar e que o benefício ambiental avaliado seja simples de quantificar.
- b) **Eficácia:** o mecanismo deve beneficiar a sociedade, induzindo a redução de emissões de gases de efeito estufa e/ou a maior utilização de energia renovável.
- c) **Cobertura:** uma ampla cobertura das emissões de gases de efeito estufa é desejável.
- d) **Baixos custos de transação:** o mecanismo deve implicar nos menores custos de conformidade possíveis para quaisquer entidades sob seu escopo de regulação.
- e) **Parcimônia nas isenções e diferenciação setorial:** embora seja parte do processo de negociação com os agentes regulados e da proteção do crescimento econômico, as isenções distorcem o sinal de preço e enfraquecem o potencial para redução de emissões.
- f) **Evitar distorcer mercados existentes:** qualquer mecanismo irá, de forma direta ou indireta, influenciar o funcionamento de mercados existentes no país – de energia elétrica, por exemplo.
- g) **Mecanismos de incentivo devem ter uma meta e uma vida útil:** como visto na experiência internacional, os mecanismos de incentivo funcionam bem quando há uma meta estabelecida e uma vida útil bem definidas.
- h) **Cuidado com as políticas que se sobrepõem:** políticas já em vigor irão interagir com o mecanismo proposto, o que pode ser benéfico ou não.
- i) **Cuidado com possíveis resultados regressivos:** em última análise, a precificação de emissões impactará a inflação: por exemplo, considere os impactos sobre os preços da energia elétrica e de combustíveis.
- j) **Atendimento à Lei nº 14.120:** ainda, o mecanismo deve cumprir as determinações da Lei n.º 14.120/2021.

Atender tais princípios básicos requer atenção sobre as distintas circunstâncias de cada jurisdição. Portanto, é importante levar em consideração (i) como é a utilização de energia e qual é o crescimento esperado para a demanda por energia nas próximas décadas; (ii) qual a origem das emissões de gases de efeito estufa; (iii) como os diferentes mecanismos propostos se comportam e como podem induzir a redução das



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

emissões e/ou a maior utilização de energia renovável; e (iv) quais são as políticas já em vigor que podem interagir com o mecanismo proposto.

Por brevidade, uma análise do contexto brasileiro foi reservada para o Anexo B, discutindo (a) as expectativas de crescimento da demanda de energia elétrica, da oferta de geração divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética, (b) as perspectivas que já existiam para a expansão da oferta de geração anteriormente à publicação da Lei n.º 14.120/2021 e (c) as origens das emissões de GEE no Brasil.

6.2 Possíveis mecanismos

6.2.1 Um sistema de comércio de emissões

6.2.1.1 Instituições envolvidas

Para a implementação de um sistema de comércio de emissões há a necessidade de se estabelecer um arranjo institucional para elaborar as regras, implementar e fiscalizar seu funcionamento.

- a) Um Comitê Interministerial – por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – para definir as metas e regras do mecanismo.
- b) Órgão regulador para implementar e fiscalizar seu funcionamento, que pode ser destacado de algum dos Ministérios que compõem o Comitê Interministerial, ou corresponder a uma agência reguladora.
- c) Agência de credenciamento – por exemplo, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) – para credenciar auditores terceirizados como capazes de verificar relatórios de emissões.
- d) Verificadores independentes (e credenciados) para certificar os relatórios de emissões verificadas, necessários para o cumprimento das obrigações individuais dos agentes regulados. Estes agentes são oriundos do setor privado.

6.2.1.2 Atribuições institucionais

Com relação ao sistema de comércio de emissões, existem três grandes etapas de desenho, implementação e funcionamento. São elas: (a) o planejamento, onde são definidos os principais elementos de desenho do mecanismo; (b) o monitoramento, o relato e a verificação (MRV), onde são definidos os processos e metodologias para a contabilidade das emissões verificadas, bem como auditorias sobre o relato destas emissões; e (c) a operação do mercado de permissões de emissões, onde as permissões são negociadas.

A definição dos elementos de desenho do mecanismo é atribuição usual do Poder Executivo, neste caso representado pelo Comitê Interministerial. O detalhamento das regras, partindo do desenho estabelecido pelo Poder Executivo, pode ser feito pelo regulador.

No entanto, a implementação de diferentes funções – como aquelas relacionadas ao monitoramento, relato e verificação (MRV, ao comércio das permissões, à escrituração e criação das plataformas de negociação de permissões etc. – podem ser atribuída a diferentes agentes, inclusive do setor privado.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

6.2.1.3 Elementos de desenho

Uma extensa discussão dos elementos de desenho e das diferentes alternativas de implementação foi feita ao longo do relatório, seção 7.2.3. De forma simplificada, estes elementos são:

- a) O **benefício ambiental** usualmente utilizado por sistemas de comércio de emissões reflete o direito, dos diferentes agentes regulados, de emitir gases de efeito estufa ao exercer suas atividades ao longo dos diferentes períodos de controle.
- b) A **meta** de redução de emissões definirá as obrigações individuais dos agentes sob o escopo de regulação do mecanismo. Esta é uma decisão inerentemente política, que deve ser tomada em linha com a contribuição nacionalmente determinada do País.
- c) **Permissões** ou **créditos**. A definição do título a ser utilizado no sistema de comércio é fundamental. De forma simples, as permissões são originadas anteriormente ao fato (antes de as respectivas emissões associadas serem, de fato, praticadas) e os créditos são originados após o fato (quando reduções de emissões praticadas são comprovadas).
- d) O **período de controle** é o período ao fim do qual permissões devem ser canceladas proporcionalmente às emissões verificadas do agente regulado. De acordo com a experiência internacional, usualmente adota-se um ano.
- e) A **alocação das permissões** de emissões pode ser feita, basicamente, de duas formas: (a) através de leilões; ou (b) gratuitamente. Enquanto os leilões podem originar renda pela venda de permissões, a alocação gratuita auxilia na proteção à competitividade comercial dos agentes regulados.
- f) O **escopo de regulação** determina quais os setores da economia terão suas emissões reguladas pelo mecanismo em questão. A definição destes setores, bem como a expansão do escopo de regulação ao longo dos anos, faz parte do planejamento do mecanismo.
- g) **Limiares mínimos** são usualmente adotados, em sistemas de comércio de emissões, para que agentes de setores pertencentes ao escopo de regulação sejam, de fato, regulados pelo mecanismo. O limiar é, em geral, definido como um nível de emissões anuais, por agente econômico ou mesmo por instalação (planta industrial etc.).
- h) Os **pontos de regulação** definem, na cadeia produtiva, onde serão reguladas as emissões – onde, em cada caso, é o local mais conveniente para a cobrança das obrigações. Em geral, quanto mais à montante, menos e maiores são as entidades a serem reguladas e, portanto, menores são os custos de transação e os encargos administrativos.
- i) A **comercialização**. Em um sistema de comércio de emissões, as permissões podem ser negociadas (a) via leilões periódicos e (b) via comércio bilateral entre



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- os agentes – que pode, ou não, se dar em um ambiente organizado para comercialização.
- j) A **utilização de offsets** pode auxiliar na atenuação de impactos econômicos do mecanismo.
 - k) Os processos de **monitoramento, relato e verificação** são utilizados para quantificar as emissões verificadas dos diferentes agentes regulados. A mensuração e o relato das emissões verificadas são feitos pelo próprio agente regulado, seguindo processos padronizados para este relato e sua posterior auditoria.
 - l) Buscando a **estabilidade dos preços** praticados no mercado secundário para a negociação das permissões, bem como para evitar choques de oferta e demanda, diferentes sistemas de comércio utilizam (a) reservas de permissões, ou (b) limites de preços.
 - m) As **penalidades**. O não cumprimento das obrigações individuais, e eventual aplicação de penalidades, pode ocorrer em diferentes situações, das quais se destacam: (i) os agentes falham em apresentar as permissões correspondentes às suas emissões verificadas; (ii) os agentes falham em relatar suas emissões verificadas de acordo com as regras de MRV vigentes; ou (iii) há comprovação de fraude no relato de suas emissões.
 - n) A **utilização das receitas**. As receitas obtidas com os leilões de permissões podem ter diferentes destinos, dos quais destacam-se (i) a desoneração tributária e (ii) os investimentos para incentivo à energia renovável e tecnologias mirando a descarbonização.

6.2.1.4 Considerações

Mudaria o despacho econômico?

Caso o consumo de combustível para geração de energia elétrica esteja sob seu escopo de regulação, os custos variáveis dos geradores termoeletrônicos serão afetados e, portanto, dependendo da intensidade das emissões, o despacho econômico pode ser alterado – tanto o preço de curto-prazo quanto a ordem de mérito.

Oportunidades para as renováveis

Por sua geração não ser associada à emissão de gases de efeito estufa¹¹², os geradores renováveis – especialmente eólicas, solares e hidroelétricas – não possuem obrigações em um sistema de comércio de emissões e, portanto, não recebem permissões de emissão nesses mecanismos.

Possivelmente, estes geradores podem ser elegíveis para a originação de créditos de compensação de emissões (*offsets*). Neste caso, cada MWh de energia elétrica produzido por estes geradores poderia originar uma fração de um crédito de compensação, proporcionalmente a algum fator de emissões de referência – em tCO₂e/MWh.

¹¹² A exceção pode ser a biomassa.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Na experiência internacional avaliada, esta prática não é comum. O único caso encontrado foi sistema de comércio de emissões de Tóquio¹¹³, que permite a conversão certificados de energia limpa – originados pela geração de 1 MWh de energia elétrica oriunda de recursos elegíveis, como eólicas, hidroelétricas e solares – em créditos de compensação de emissões, utilizando fatores de emissões evitadas previamente definidos.

Por outro lado, tecnologias associadas à descarbonização da economia e à geração de energia renovável podem ser elegíveis para a destinação das receitas arrecadadas com o leilão das permissões de emissão, o que é prática comum na experiência internacional.

Como os custos seriam divididos entre os ambientes de contratação livre e regulado?

Como as termelétricas normalmente são contratadas no mercado regulado, maiores custos de produção se traduzirão em maiores preços de contratos. Por outro lado, como esses aumentos devem se refletir nos preços de mercado de curto-prazo, eles podem influenciar os contratos firmados também no mercado livre, simplesmente pelo aumento do preço de referência.

6.2.2 Mecanismo de certificados de energia limpa

Este é um mecanismo de incentivo para as fontes renováveis de geração de energia elétrica – usualmente biomassa, hidroelétricas, eólicas e solares.

A primeira definição a respeito de um mecanismo de certificados de energia limpa é se este seria voluntário ou mandatório. O mecanismo voluntário, na realidade, já existe no Brasil e foi abordado no relatório “Atividades 1 e 2”, na seção “4.3 I-REC e Rec Brazil”.

Portanto, nesta seção abordaremos os elementos de desenho identificados como necessários para a implementação de um mecanismo mandatório para a comercialização de certificados de energia limpa.

6.2.2.1 Instituições envolvidas

Para a implementação de um mecanismo mandatório de certificados de energia limpa há a necessidade de se estabelecer um arranjo institucional para elaborar as regras, implementar e fiscalizar seu funcionamento.

- a) Um Comitê Interministerial – por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – para definir as metas e regras do mecanismo.
- b) Órgão regulador para implementar e fiscalizar seu funcionamento, que pode ser destacado de algum dos Ministérios que compõem o Comitê Interministerial, ou corresponder a uma agência reguladora.

Diferente do sistema de comércio de emissões, onde há necessidade de realizar o monitoramento e o relato das emissões verificadas pelos agentes regulados, com respeito à produção e ao consumo de energia elétrica há disponibilidade de informações suficientes para que o mecanismo proposto seja operacionalizado.

¹¹³ Fonte: [Tokyo cap and trade program for large facilities](#). 2015. Governo Metropolitano de Tóquio. Ver página 58.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Portanto, a verificação da geração de energia elétrica para a originação de certificados, bem como do consumo para a aferição das obrigações individuais, não representa um desafio técnico e não necessita de processos similares ao MRV.

6.2.2.2 *Atribuições institucionais*

Com relação ao sistema de comércio de emissões, existem duas grandes etapas de desenho, implementação e funcionamento. São elas: (a) o planejamento, onde são definidos os principais elementos de desenho do mecanismo; e (b) a operação do mercado de permissões de emissões, onde as permissões são negociadas.

A definição dos elementos de desenho do mecanismo é atribuição usual do Poder Executivo, neste caso representado pelo Comitê Interministerial – ou por algum Ministério destacado para tanto. O detalhamento das regras, partindo do desenho estabelecido pelo Poder Executivo, pode ser feito pelo regulador.

6.2.2.3 *Elementos de desenho*

A discussão dos elementos de desenho e das diferentes alternativas de implementação foi feita ao longo do relatório, seção 7.3.3. De forma simplificada, estes elementos são:

- a) A **meta** e a **vida útil**. É desejável que o desenho destes mecanismos de incentivo se baseie em uma meta de penetração de recursos renováveis na matriz de geração de energia elétrica, além de que seja estabelecida uma vida útil máxima para o mesmo – isto é, o mecanismo é encerrado ao atingir sua meta ou ao atingir sua vida útil, ainda que a meta não tenha sido atingida.
- b) O **período de controle** é o período ao fim do qual certificados devem ser apresentados proporcionalmente ao consumo de energia elétrica do agente regulado. De acordo com a experiência internacional, usualmente adota-se um ano.
- c) O **escopo de regulação** é composto pelos consumidores de energia elétrica, que devem adquirir certificados de energia limpa proporcionalmente ao seu consumo verificado durante o período de controle.
A definição dos geradores elegíveis para originar certificados de energia limpa leva em consideração (i) a tecnologia – usualmente eólicas, solares e hidroelétricas; e (ii) a data de entrada em operação destes geradores – em geral são elegíveis aqueles geradores que entraram em operação comercial após o mecanismo de incentivo vigorar.
- d) Os mesmos elementos apresentados para a **comercialização** e para as **penalidades** em um sistema de comércio de emissões se aplicam aqui.
- e) Pode ser desejável utilizar **auditorias** para prevenir a dupla contabilização: que um mesmo MWh de energia elétrica seja utilizado para originar certificados de energia limpa em diferentes mecanismos – como diferentes mecanismos voluntários.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

6.2.2.4 Considerações

Alteraria o despacho econômico?

Não é esperado que exista uma alteração significativa, pois os custos variáveis de operação das unidades termoeletricas não serão influenciados pelo mecanismo¹¹⁴.

Por que os geradores existentes não são elegíveis?

Para garantir a eficácia (que haja um benefício associado para a sociedade), o mecanismo deve induzir a expansão dos recursos renováveis. Nesse sentido, a emissão de certificados para geradores existentes não apenas ficaria aquém do objetivo do mecanismo, mas criaria um excesso de oferta de certificados (se cada MWh originar um certificado), pressionando os preços.

Adicionalmente, a redação da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, prevê que o mecanismo deve abarcar apenas aqueles geradores não elegíveis aos descontos nas tarifas de uso da rede.

Alteraria a expansão da oferta de geração?

Por um lado, este é um mecanismo de incentivo às fontes de geração renovável, como as fontes eólica e solar, de modo que atua para aumentar sua atratividade econômica. Portanto, é esperado que estas fontes se tornem, com o mecanismo, mais competitivas economicamente.

Por outro lado, como é discutido na seção 8.1.4, a expansão da oferta de geração é direcionada, no ambiente regulado, pelas diretrizes dadas pelo Poder Executivo – levando em conta critérios para além da atratividade econômica, como a contribuição para a segurança de suprimento – e, no ambiente livre, pela atratividade econômica. No ambiente livre, as fontes renováveis dominam a expansão da oferta de geração, pois correspondem às opções economicamente mais atrativas – ver, por exemplo, o Anexo B.

Como os custos seriam divididos entre os ambientes de contratação livre e regulado?

Considerando que os atributos ambientais e a própria energia elétrica sejam comercializados como produtos desagregados, não são identificados desafios para a alocação de custos – todos os consumidores, independente do ambiente, arcariam com os custos deste incentivo, proporcionalmente ao seu consumo de energia elétrica. No entanto, em um período de transição em que vários consumidores já tenham assinado contratos com geradores renováveis, é razoável supor que existirão contestações de que os atributos ambientais foram adquiridos em conjunto com tais contratos – o que pode ocorrer tanto para consumidores do ambiente livre quanto para aqueles do ambiente regulado.

6.3 Análise regulatória: interação com as políticas setoriais e harmonização com iniciativas em curso

Na regulamentação vigente no setor elétrico brasileiro já há uma série de políticas que acabam por incentivar determinados tipos de fontes, sendo que boa parte dessas políticas afetou positivamente a competitividade das fontes renováveis (ex. PROINFA, descontos da TUST/D e leilões regulados destinados ao mercado cativo).

¹¹⁴ Exceção pode ser o caso de algumas usinas termoeletricas movidas a biomassa e com custos variáveis unitários não nulos.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Nesse sentido, espera-se que a criação do mecanismo para valoração de benefícios ambientais também venha a contribuir para a inserção dessas fontes no sistema, muito embora ele esteja entrando em substituição a um dos maiores incentivadores dessas tecnologias no sistema, que é o subsídio nas tarifas de transporte dos geradores renováveis, com o desconto sendo extensível aos consumidores que compram energia dessas fontes.

Por outro lado, a criação desse mecanismo para valoração de benefícios ambientais, a depender de qual ele seja (comércio de emissões ou de certificados de energia limpa), terá interações com os mecanismos já vigentes, o que pode acarretar impactos aos consumidores. Pela análise qualitativa realizada, há uma tendência de elevação de custos de energia no mercado cativo e de encargos setoriais cobrados de consumidores cativos e livres, em caso de adoção de um mecanismo que inclua o combustível para geração de energia elétrica em seu escopo de regulação.

Essa tendência pode aumentar ainda mais a pressão para a abertura do mercado livre (pois os consumidores cativos buscariam reduções no custo da energia elétrica¹¹⁵) e a procura por arranjos de autoprodução (pois consumidores com autoprodução pagam alguns encargos apenas na parcela da energia consumida, que não é suprida pela geração própria).

Também se vislumbra mais uma componente de incentivo para a adoção de consumidores à Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), uma vez que os consumidores cativos que não puderem migrar para o ACL, enquanto a abertura deste mercado não ocorrer, podem aderir a esta solução como uma forma de reduzir seus custos com energia elétrica.

Finalmente, chamamos a atenção para a possibilidade de mudanças na ordem de mérito econômico do despacho hidrotérmico em função da adoção de um SCE com regulação de combustíveis utilizados para geração de energia, em função dos impactos desse mecanismo no CVU das usinas termelétricas (e maior participação de renováveis na matriz), ainda que não se vislumbre um risco à operação do sistema.

6.3.1 Sumário

Política vigente	Relações com um novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais
PROINFA	Se usinas do PROINFA puderem vender certificados, estes devem ser considerados nas receitas do programa, o que reduziria os custos arcados por consumidores livres e cativos. Ainda, estas usinas não possuem descontos na TUST/D, e a prorrogação dos contratos é condicionada à extinção deste subsídio. Assim, a princípio, estas usinas estariam elegíveis ao mecanismo de valoração dos benefícios ambientais previsto na Lei nº 14.120/2021
Descontos na TUST/D	O impacto do novo mecanismo de valoração dos benefícios ambientais é imediato: término da concessão de subsídios tarifários.
REIDI	O REIDI é aplicável a qualquer empreendimento de geração, independentemente da fonte e do ambiente de contratação. A desoneração fiscal, aliada ao mecanismo de valoração de benefícios

¹¹⁵ Uma vez que os encargos setoriais seguem sendo pagos por este consumidor, mesmo que este migre para o ACL.

Leilões por fonte	<p>ambientais, pode contribuir ainda mais para a expansão das fontes renováveis.</p> <p>Por outro lado, como ele também é válido para fontes emissoras de GEE, inclusive na produção e processamento de gás natural, vai na contramão da sinalização que venha a ser dada pelo novo mecanismo.</p> <p>Leilões do ambiente regulado: novos leilões poderão refletir, em seu preço teto, os efeitos do mecanismo que vier a ser desenhado para consideração dos benefícios ambientais. Esses efeitos refletirão no custo da energia contratada e, por consequência, nas tarifas de energia do mercado regulado.</p>
Leilões de reserva	<p>Leilões de reserva: caso a adoção do sistema de comércio de emissões leve a um sobrecusto para usinas termelétricas, afetando a viabilização de novos empreendimentos através dos leilões de energia nova, estes custos serão rateados entre os consumidores dos ambientes regulado e livre.</p>
Geração distribuída e <i>net-metering</i>	<p>Se o novo mecanismo permitir a participação de MMGD com venda de certificados de energia limpa, por exemplo, a possibilidade de receita adicional consistiria em um incentivo a mais para a implantação de novos empreendimentos.</p>
Subsídios ao carvão nacional	<p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver elevação do valor dos combustíveis principal e secundário, com reflexos na CDE e, portanto, na tarifa dos consumidores cativos e livres.</p>
Transição Energética Justa	<p>A ressalva fica por conta da limitação da cobertura dos custos pelos valores históricos desembolsados, pela previsão em Lei do fim do subsídio em 2027, e pela expectativa então existente de que as usinas pudessem ser descomissionadas com o término de seus contratos.</p> <p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver elevação dos custos do carvão nacional, com reflexos no contrato de energia de reserva da usina e, conseqüentemente, dos custos com o encargo de energia de reserva pago por consumidores cativos e livres.</p>
Conta de Consumo de Combustíveis	<p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver uma elevação de seus custos – justamente a fonte que atende a maior parte dos sistemas isolados, com reflexos no custo dos contratos e, conseqüentemente, do subsídio pago por todos os consumidores.</p>
Isenção de PIS/COFINS	<p>Não foram identificadas interações diretas entre esta política e um possível novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais. Porém, sua perpetuação interfere na competitividade entre as fontes e vai na contramão da sinalização que venha a ser dada por um mecanismo que busque valorizar externalidades ambientais.</p>
Isenção de P&D	<p>Há objetivos em comum de fomento às tecnologias de baixo carbono: a isenção do pagamento deste encargo (para empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e cogeração qualificada) se configura diretamente como uma valoração dos benefícios ambientais.</p>
Preços de curto prazo e encargos	<p>No ambiente regulado, a exposição ao PLD vem através, por exemplo, do risco hidrológico alocado às distribuidoras por cotas de garantia física, Itaipu e das usinas que repactuaram o risco hidrológico.</p> <p>No ambiente livre, maiores preços de curto-prazo impactam os preços dos contratos firmados nesse ambiente (especialmente os de menor duração), pelo aumento da percepção de risco da exposição contratual.</p>



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

6.4 Simulação da expansão e operação do SIN considerando a precificação de emissões

6.4.1 Procedimento utilizado para as simulações

A elaboração dos cenários de expansão apresentados neste relatório é baseada em modelos de otimização da expansão e operação, cuja metodologia é descrita no Anexo A. Um caso de expansão de referência foi utilizado, cujas premissas são descritas no Anexo A.

Para avaliar as diferentes alternativas de expansão, com diferentes níveis de precificação de emissões, foi feito o seguinte exercício: partindo da expansão do caso de referência, supõe-se que as usinas termoelétricas a carvão, atualmente existentes no SIN, podem sair de operação nas datas de vencimento de seus contratos. Então, é feita uma nova rodada de expansão, para avaliar a eventual substituição destas usinas – o modelo de expansão possui as opções de recontratar estas usinas a carvão ou construir novos geradores, de qualquer fonte.

As rodadas adicionais da expansão foram feitas utilizando um intervalo de preços de emissões que atinge os 300 R\$/tCO₂, com discretizações de 50 R\$/tCO₂.

6.4.2 Análise sobre a expansão da oferta de geração até 2040

A Figura 53 apresenta a expansão obtida para o caso de referência, que foi utilizada como ponto de partida para as demais simulações apresentadas nesta seção, como indicado pelo procedimento descrito na seção 9.1. A expansão indicativa para o horizonte foi de 119 GW de capacidade instalada, com destaque para as fontes eólica (43%), solar (39%) e gás natural (16%).

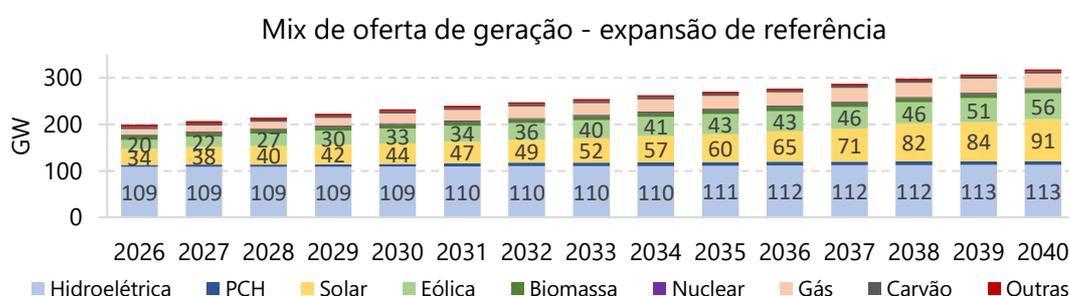


Figura 53 – Expansão anual da oferta de geração para o caso de referência

A Figura 54 mostra a expansão de capacidade instalada identificada como necessária, pelo processo de otimização dos modelos computacionais, após a retirada das usinas termoelétricas a carvão. A opção pela recontratação destas usinas foi atrativa até o preço das emissões associadas ultrapassar os 200 R\$/tCO₂, quando novos parques eólicos foram a opção mais econômica.

Esta alteração estrutural na composição da expansão refletirá nas expectativas de preços de curto prazo e energia armazenada, o que será avaliado na seção 9.3.

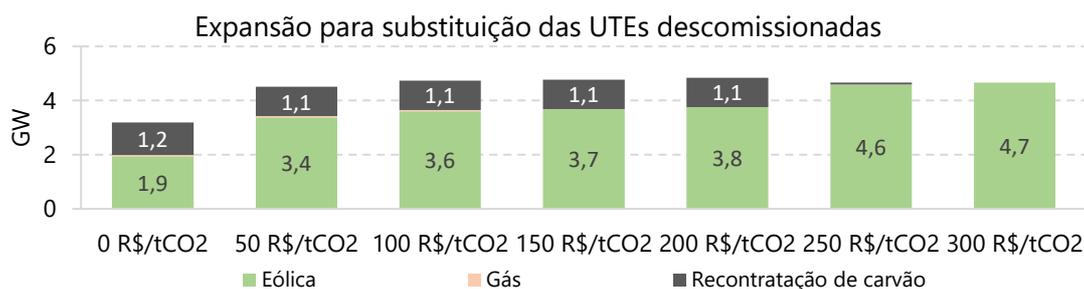


Figura 54 – Expansão em virtude do descomissionado das termoeletricas a carvão

6.4.3 Análise sobre a simulação da operação para o horizonte 2030-2040

Em geral, ao analisar as variáveis estruturais associadas à operação do sistema interligado – balanço energético, níveis de armazenamento e geração termoeletrica, Figura 55 – é possível observar apenas uma mudança estrutural em seu comportamento, na transição entre os casos com precificação de emissões a 200 e 250 R\$/tCO₂ – justamente quando houve a decisão de não recontratar as usinas termoeletricas a carvão, conforme indicado na Figura 54.

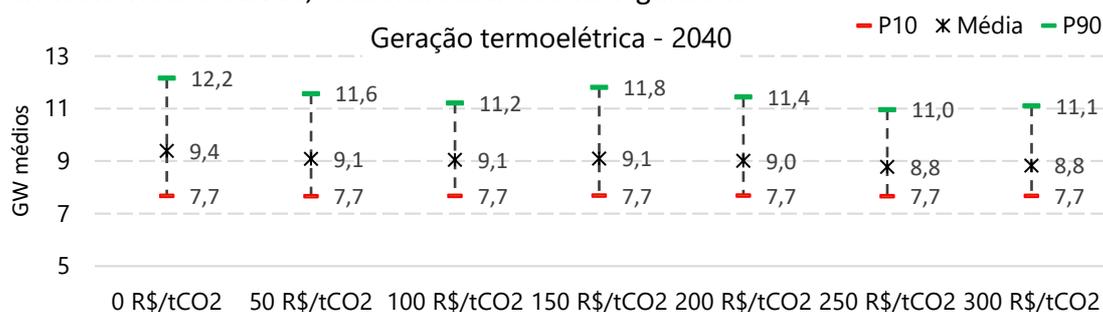


Figura 55 – Geração termoeletrica (gás, óleo e carvão) para o ano de 2040

Especialmente, na transição entre os casos com precificação de emissões a 200 e 250 R\$/tCO₂, foi possível observar (i) a redução dos níveis esperados de geração termoeletrica, (ii) o aumento na contribuição da geração renovável e (iii) a redução dos níveis esperados para os preços de liquidação de diferenças, reflexo dos pontos (i) e (ii). Não foram constatadas alterações significativas nos níveis de armazenamento, tanto para as trajetórias quanto ao fim de novembro, para os diferentes casos analisados.

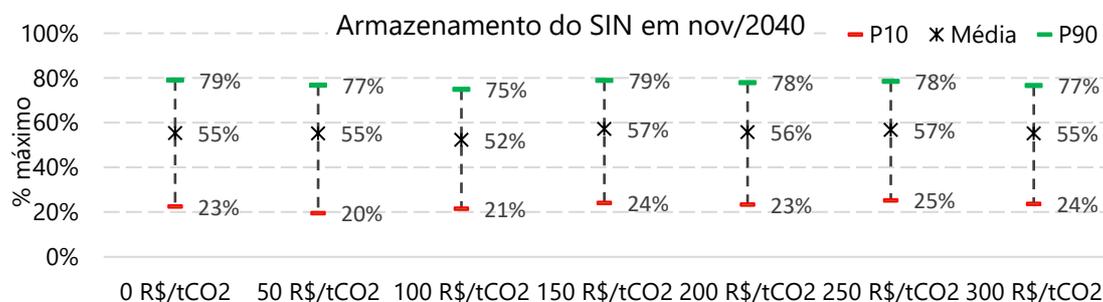


Figura 56 – Energia armazenada do SIN ao fim de novembro de 2040

Para além da alteração de comportamento identificada nos dois parágrafos anteriores, é possível identificar que o aumento de preços das emissões se relaciona (i) a uma

diminuição nos montantes esperados para a geração termoelétrica e (ii) ao aumento nos preços de liquidação de diferenças observados. Novamente, para o armazenamento não foram observados impactos significativos associados à consideração dos preços para emissões – Figura 56.

Isto pode ser constatado ao analisar os resultados de PLD, a partir da Figura 57, para os casos com precificação de emissões de 0 a 200 R\$/tCO₂ ou para os casos com precificação entre 250 e 300 R\$/tCO₂.

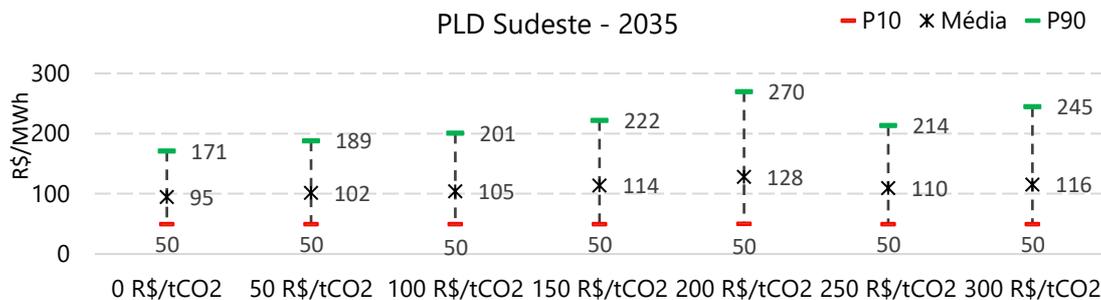


Figura 57 – Preço de liquidação de diferenças para o ano de 2035

6.5 Estrutura do relatório

O restante deste relatório é estruturado como segue: a seção 7 discute dois possíveis mecanismos para a valoração de benefícios ambientais no Brasil, partindo dos princípios norteadores identificados como desejáveis para sua implementação, passando por seus elementos de desenho, atribuições institucionais e cronograma esperado de implementação – descrevendo o que são ações esperadas para o curto e médio prazos – sempre com base na experiência internacional avaliada no relatório “Atividades 1 e 2”.

A seção 8 analisa qualitativamente possíveis impactos, no Setor Elétrico Brasileiro, da implementação de um dos mecanismos para valoração de benefícios ambientais discutidos na seção 7. São avaliadas as possíveis interações deste novo mecanismo com as políticas vigentes no setor, bem como é avaliada a necessidade de harmonização de uma eventual iniciativa do setor elétrico com as propostas legislativas atualmente em curso.

A seção 9 apresenta um exercício quantitativo, avaliando simulações para a expansão e operação do Sistema Interligado Nacional sob diferentes premissas de precificação de emissões de gases de efeito estufa.

Por fim, o Anexo A traz as premissas e metodologias utilizadas nas simulações apresentadas na seção 9. O Anexo B contém informações sobre (a) as expectativas de crescimento da demanda de energia elétrica, da oferta de geração divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética, (b) as perspectivas que já existiam para a expansão da oferta de geração anteriormente à publicação da Lei n.º 14.120/2021 e (c) as origens das emissões de GEE no Brasil.

Por simplicidade, não foi feita uma seção exclusiva para conclusões neste relatório: as mesmas foram apresentadas ao longo de cada uma das seções e sintetizadas no Sumário Executivo.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

7 POSSÍVEIS MECANISMOS

7.1 Princípios norteadores

Como abordado no relatório “Atividades 1 e 2”, há diferentes alternativas para valorar benefícios ambientais das diferentes fontes de geração de energia elétrica ou para considerar os custos associados às emissões de gases de efeito estufa nas diferentes atividades econômicas.

Cada mecanismo avaliado possui características particulares, de modo que aqui são descritos aqueles princípios identificados como desejáveis para nortear o processo de escolha e implementação de alguma destas diferentes iniciativas no caso brasileiro.

- a) **Simplicidade:** é desejável que o mecanismo seja simples de administrar e que o benefício ambiental avaliado seja simples de quantificar.
- b) **Eficácia:** o mecanismo deve beneficiar a sociedade, induzindo a redução de emissões de gases de efeito estufa e/ou a maior utilização de energia renovável.
- c) **Cobertura:** uma ampla cobertura das emissões de gases de efeito estufa é desejável.
- d) **Baixos custos de transação:** o mecanismo deve implicar nos menores custos de conformidade possíveis para quaisquer entidades sob seu escopo de regulação.
- e) **Parcimônia nas isenções e diferenciação setorial:** é especialmente tentador considerar a isenção de setores intensivos em emissões e que enfrentam concorrência comercial internacional. Medidas semelhantes seriam isentar uma parte de suas emissões – por exemplo, através da alocação de permissões gratuitas em sistema de comércio de emissões (SCE). Embora seja parte do processo de negociação com os agentes regulados e da proteção do crescimento econômico, as isenções distorcem o sinal de preço e enfraquecem o potencial do mecanismo para reduzir emissões.
- f) **Evitar distorcer mercados existentes:** qualquer mecanismo irá, de forma direta ou indireta, influenciar o funcionamento de mercados existentes no país – de energia elétrica, por exemplo. Neste caso, é conhecido da experiência internacional que certas políticas ambientais têm potencial de criar consequências indesejadas em mercados sob seu escopo de regulação. Um exemplo é visto nas ofertas de preços negativos, observadas em mercados que aliam a formação de preços por oferta e os subsídios à geração renovável entregue ao sistema – i.e., as chamadas *feed-in-tariffs*.
- g) **Mecanismos de incentivo devem ter uma meta e uma vida útil:** como visto na experiência internacional, os mecanismos de incentivo funcionam bem quando há uma meta estabelecida (assim que a meta é cumprida, o mecanismo é terminado) e uma vida útil bem definida (se a meta não for atingida, algum dia o mecanismo será encerrado de qualquer maneira).
- h) **Cuidado com as políticas que se sobrepõem:** políticas já em vigor irão interagir com o mecanismo proposto, o que pode ser benéfico ou não. Por exemplo,

mandatos para a adoção de tecnologias de baixo carbono podem limitar o espaço de ação de um sistema de comércio de emissões, de modo que os preços sejam pressionados para baixo – isto foi observado na União Europeia, nas primeiras fases de seu sistema de comércio, e na Califórnia, durante toda a vida do mecanismo.

Entretanto, isso também pode ser visto como um resultado positivo, caso o sistema de comércio de emissões seja desenhado como um mecanismo de backup, com o intuito de ser complementar às políticas já em vigor em determinada jurisdição.

- i) Cuidado com possíveis resultados regressivos:** em última análise, a precificação de emissões impactará a inflação: por exemplo, considere os impactos sobre os preços da energia elétrica e de combustíveis. Assim, famílias de baixa renda podem sofrer impactos financeiros relativamente maiores que as famílias de mais alta renda – pois estes impactos representam um percentual maior de sua renda familiar.

É por isso que, ao projetar políticas voltadas para a redução de emissões, os governos dão atenção à forma de distribuir as receitas arrecadadas, muitas vezes oferecendo ajuda para famílias de baixa renda e pequenos negócios. Políticas de precificação de emissões não são regressivas por natureza, o resultado depende do destino das receitas.

- j) Atendimento à Lei nº 14.120:** ainda, o mecanismo deve cumprir as determinações da Lei n.º 14.120/2021. Portanto, aqueles geradores elegíveis aos descontos nas tarifas de uso da rede não serão elegíveis, antes da renovação de suas outorgas e perda dos referidos descontos, a participar no mecanismo a ser implementado como resultado da aplicação desta Lei.

Atender tais princípios básicos requer atenção sobre as distintas circunstâncias de cada jurisdição. Portanto, é importante levar em consideração:

- a) Como é a utilização de energia: quais as fontes de energia utilizadas e qual é o crescimento esperado para a demanda por energia nas próximas décadas;
- b) Qual a origem das emissões de gases de efeito estufa, por fonte emissora;
- c) Como os diferentes mecanismos propostos se comportam e como podem induzir (i) a redução das emissões e/ou (ii) a maior utilização de energia limpa; e
- d) Quais são as políticas já em vigor que podem interagir com o mecanismo proposto.

Por brevidade, uma análise do contexto brasileiro foi reservada para o Anexo B. Esta análise mostra (i) as expectativas de crescimento da demanda de energia elétrica, da oferta de geração divulgadas pela Empresa de Pesquisa Energética, (ii) as perspectivas que já existiam para a expansão da oferta de geração anteriormente à publicação da Lei n.º 14.120/2021 e (iii) as origens das emissões de GEE no Brasil.

Com base nos princípios elencados nesta seção, as seções 7.2 e 7.3 discutem os elementos de desenho para, respectivamente, um sistema de comércio de emissões e um sistema de certificados de energia limpa (CEL).



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Ambos são mecanismos de mercado, para os quais é prevista a comercialização de certificados. As diferenças residem no benefício ambiental representado por estes certificados – a emissão evitada, no caso do SCE, ou a geração de energia limpa, no caso do CEL – e na abrangência setorial destes mecanismos – enquanto o SCE tem o objetivo de expandir seu escopo ao longo dos anos, o CEL é focado para o setor elétrico, muito embora os grandes consumidores de energia elétrica atuem nos diversos segmentos da economia.

7.2 Um sistema para comércio de emissões

7.2.1 Descrição

Os aspectos conceituais e o funcionamento de um sistema para comércio de emissões foram abordados no relatório “Atividades 1 e 2”, especialmente na seção “2.2.3 *Comercialização de emissões com metas absolutas*”. Neste relatório, alguns daqueles conceitos serão resgatados.

O objetivo é apresentar alternativas que podem ser adotadas para os diferentes elementos de desenho de um sistema de comércio de emissões, identificar possíveis atribuições institucionais para sua implementação e discutir prós e contras destas escolhas.

7.2.2 Governança

7.2.2.1 Instituições envolvidas

Para a implementação de um sistema de comércio de emissões há a necessidade de se estabelecer um arranjo institucional para elaborar as regras, implementar e fiscalizar seu funcionamento. O arranjo institucional foi também discutido no projeto *Partnership for Market Readiness (PMR)*¹¹⁶ e no estudo realizado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI)¹¹⁷.

- f) Um Comitê Interministerial – por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – para definir as metas e regras do mecanismo.
- g) Órgão regulador para implementar e fiscalizar seu funcionamento, que pode ser destacado de algum dos Ministérios que compõem o Comitê Interministerial, ou corresponder a uma agência reguladora.
- h) Agência de credenciamento – por exemplo, o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) – para credenciar auditores terceirizados como capazes de verificar relatórios de emissões.
- i) Verificadores independentes (e credenciados) para certificar os relatórios de emissões verificadas, necessários para o cumprimento das obrigações individuais dos agentes regulados. Estes agentes são oriundos do setor privado.

¹¹⁶ Ministério da Economia. [Síntese das análises e resultados do Projeto PMR Brasil](#). Projeto PMR Brasil, 2020.

¹¹⁷ Confederação Nacional da Indústria. Mercado de carbono: análise de experiências internacionais / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília: CNI, 2021. 88 p.: il. ISBN 978-65-86075-43-4.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

7.2.2.2 *Atribuições institucionais*

Com relação ao sistema de comércio de emissões, existem três grandes etapas de desenho, implementação e funcionamento. São elas: (a) o planejamento, onde são definidos os principais elementos de desenho do mecanismo; (b) o monitoramento, o relato e a verificação (MRV), onde são definidos os processos e metodologias para a contabilidade das emissões verificadas, bem como auditorias sobre o relato destas emissões; e (c) a operação do mercado de permissões de emissões, onde as permissões são negociadas.

A seção 7.2.3 destaca as atribuições institucionais relacionadas a estas três etapas, identificadas através da experiência internacional, avaliada nas Atividades 1 e 2.

A definição dos elementos de desenho do mecanismo é atribuição usual do Poder Executivo, neste caso representado pelo Comitê Interministerial. O detalhamento das regras, partindo do desenho estabelecido pelo Poder Executivo, pode ser feito pelo regulador. Deste modo, exceto nos casos em que for explicitado o contrário, as atribuições recaem sobre estas partes.

Portanto, os elementos de desenho relacionados (a) ao comércio das permissões e (b) ao MRV são também definidos pelo Poder Executivo e pelo regulador. Entretanto, a implementação das diferentes funções pode ser atribuída a diferentes agentes, inclusive do setor privado, o que é discutido, respectivamente, nas seções 7.2.3.8 e 7.2.3.10.

7.2.3 Elementos de desenho e atribuições institucionais

7.2.3.1 *O benefício ambiental avaliado*

O benefício ambiental usualmente utilizado por sistemas de comércio de emissões reflete o direito, dos diferentes agentes regulados, de emitir gases de efeito estufa ao exercer suas atividades ao longo dos diferentes períodos de controle.

Benefícios ambientais alternativos poderiam ser (a) a geração de energia elétrica renovável; (b) uso de recursos naturais – como uso da água, uso do solo etc.; e (c) direitos sobre as emissões de gases de efeito estufa ao longo da vida útil dos empreendimentos.

Primeiro, a geração de energia elétrica renovável. Esta é tratada na seção 7.3, que discute os certificados de energia limpa.

Segundo, a avaliação de benefícios ambientais alternativos, como o uso de recursos naturais – isto é, uso da água, uso do solo etc. Na experiência internacional avaliada, esta não é uma prática comum para os sistemas de comércio de certificados – estes mecanismos miram certificados de emissões (ao longo da operação) ou de energia limpa. Destacamos que, neste caso, a complexidade da implementação pode dificultar o estabelecimento de uma política intersetorial – pela dificuldade de aferir estes benefícios de uma diversidade de agentes, de diferentes setores.

Terceiro, as emissões associadas ao ciclo de vida. A análise sobre as emissões ao longo da vida útil dos empreendimentos, especialmente sobre empreendimentos para a geração de energia elétrica, pode ser útil no processo de tomada de decisões de



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

planejamento – para referência, ver as análises feitas pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL)¹¹⁸.

No entanto, na experiência internacional avaliada, não é usual que as emissões ao longo do ciclo de vida sejam avaliadas pelos sistemas de comércio de emissões. Duas razões se destacam:

- a) A quantificação das emissões ao longo do ciclo de vida é um ponto contencioso: avaliar emissões no ciclo de vida de instalações existentes é um processo que somente será possível a partir de estimativas, as quais podem ser objeto de contestação. Ademais, as emissões ao longo da vida útil destas instalações ocorreram anteriormente ao estabelecimento de uma política de precificação de emissões, o que impede sua inclusão no escopo do mecanismo. A complexidade da implementação pode dificultar o estabelecimento de uma política intersetorial – pela dificuldade de aferir as emissões ao longo do ciclo de vida de uma diversidade de agentes, de diferentes setores.
- b) Considerar as emissões ao longo da vida útil pode resultar em dupla cobrança pois, se houver um mecanismo de precificação de emissões intersetorial em vigor, é natural esperar que diversas cadeias produtivas sejam alvo de seu escopo de regulação e, portanto, as diferentes matérias primas e produtos terão internalizados, em alguma medida, o preço de suas emissões associadas.

Por exemplo, se existe um mecanismo de precificação de emissões em vigor, o efeito da precificação das emissões associadas à produção de materiais de construção, necessários à infraestrutura de novas instalações.

Portanto, o custo das emissões associadas à construção de novas instalações já pode estar incluso no investimento despendido, de modo que estabelecer uma cobrança sobre estas emissões via a consideração das emissões no ciclo de vida pode incorrer em dupla cobrança.

Trade-offs

A relação de compromisso é entre a complexidade do mecanismo proposto e a abrangência de seu escopo de regulação – além de sua aceitabilidade pelos diferentes *stakeholders*. Quanto maior a complexidade do mecanismo e da aferição dos benefícios ambientais avaliados, mais difícil é estabelecer um mecanismo que abranja vários setores da economia.

Da experiência internacional avaliada, é comum que os sistemas de comércio de certificados utilizem as emissões de gases de efeito estufa, ao longo da operação, ou a geração de energia renovável para a originação dos títulos que são comercializados – estes pontos são discutidos mais adiante, nas seções 7.2.3.3 e 7.3.

¹¹⁸ [Life Cycle Assessment Harmonization](#). NREL, 2021.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

7.2.3.2 Estabelecimento da meta

A meta de redução de emissões definirá as obrigações individuais dos agentes sob o escopo de regulação do mecanismo. Esta é uma decisão inerentemente política, que deve ser tomada em linha com a contribuição nacionalmente determinada¹¹⁹ do País. Um elemento de desenho importante é se o sistema de comércio utilizará metas absolutas ou relativas. No caso das metas absolutas, a regulação mira a utilização de insumos energéticos, cuja queima é responsável pela emissão de gases de efeito estufa – neste caso, efetivamente é estabelecido um teto para as emissões, o “cap”. Já no caso das metas relativas, a regulação mira a intensidade energética por unidade produzida.

Usualmente, os sistemas de comércio de emissões utilizam metas absolutas, como é o caso do *European Union Emission Trading System* (EU ETS), da Califórnia e do *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), do nordeste dos Estados Unidos – experiências internacionais analisadas.

Para o EU ETS, as metas são definidas pela Comissão Europeia, mas podem ser alteradas em processo legislativo pelo Parlamento Europeu¹²⁰. Na Califórnia, o governo estadual determinou as metas através da lei “*Executive Order S-03-05*”¹²¹. Já no RGGI, o teto de emissões é definido em processo conjunto pelos nove estados que compõem o programa, através de seu processo de revisão periódica do mecanismo¹²².

Trade-offs

Aqui há duas relações de compromisso: (a) utilizar metas relativas ou absolutas; (b) qual o teto de emissões – ou a intensidade máxima – permitido.

Para o primeiro, o compromisso é entre perseguir uma meta conhecida para a redução das emissões, o que é o objetivo da meta absoluta, ou adequar a meta aos níveis de atividade econômica de uma jurisdição, o que é o objetivo das metas relativas.

Com relação ao mecanismo em si, a estrutura organizacional e os demais elementos permaneceriam os mesmos, o que muda efetivamente é a forma de alocação das permissões de emissão¹²³.

7.2.3.3 Permissões ou créditos

A definição do título a ser utilizado no sistema de comércio é fundamental. Na experiência internacional, dois tipos de títulos são usualmente utilizados em sistemas de comércio de emissões: (a) permissões de emissão ou (b) créditos de emissões evitadas.

No caso das permissões de emissão, utilizadas por exemplo no EU ETS, os agentes regulados pelo mecanismo recebem permissões para emitir um certo montante de gases de efeito estufa. Tais permissões são originadas, de acordo com a meta para

¹¹⁹ Do inglês nationally determined contribution (NDC).

¹²⁰ Fonte: [Emissions Trading System](#), Comissão Europeia.

¹²¹ Fonte: [Executive Order S-03-05](#), Departamento Executivo do governo do estado da Califórnia.

¹²² Por exemplo, ver a [declaração](#) sobre a terceiro processo de revisão, divulgada em fevereiro de 2021.

¹²³ No caso das metas relativas, permissões são alocadas ex-post, calculadas proporcionalmente ao nível de produção verificado de cada agente sob o escopo de regulação do mecanismo. Já no caso das metas absolutas, as permissões são alocadas ex-ante, calculadas de acordo com o teto de emissões adotado para o mecanismo.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

redução de emissões estabelecida pelo Poder Executivo, anteriormente ao fato: antes de as respectivas emissões associadas serem, de fato, praticadas.

Já os créditos de emissões evitadas são originados após o fato: uma vez comprovada a redução de emissões por um determinado agente, com relação a algum referencial – por exemplo, com base nos níveis históricos de produção e emissões associadas – créditos são originados e concedidos a este agente.

Em ambos os casos, ao reportar suas emissões verificadas no fim do período de controle, seção 7.2.3.4, o agente deve apresentar e cancelar um montante equivalente de permissões – do contrário, estarão sujeitos às penalidades do mecanismo – seção 7.2.3.12.

Trade-offs

Em geral, não foram identificadas razões para preferir uma ou outra abordagem. Observando a complexidade e os custos administrativos, ambas dependem do monitoramento, relato e verificação (seção 7.2.3.10) das emissões praticadas, durante um período de controle, por cada agente regulado, para que então seja possível auferir suas obrigações individuais.

Por outro lado, observando o funcionamento do mecanismo, muito embora sejam escolhas de desenho diferentes, metas de redução de emissões igualmente rigorosas podem ser perseguidas com ambos. Ainda, o leilão e a comercialização de títulos é possível nos dois desenhos.

Atribuição institucional

A definição do desenho do mecanismo é responsabilidade do Poder Executivo, neste caso representado pelo Comitê Interministerial. O detalhamento das regras, partindo do desenho estabelecido pelo Poder Executivo, pode ser feito pelo regulador.

7.2.3.4 Períodos de controle

Em um sistema de comércio de emissões, é o período ao fim do qual permissões devem ser canceladas proporcionalmente às emissões verificadas do agente regulado. De acordo com a experiência internacional, usualmente adota-se um ano como o período para a verificação das obrigações individuais.

Alguns sistemas são também organizados ao redor de fases, ou períodos de negociação, compreendendo vários anos: nestas fases, pode ou não existir um controle anual das emissões verificadas e apresentação das permissões correspondentes – isto é, controle intermediário dentro da fase. Pela experiência internacional, estas fases são organizadas em períodos de múltiplos anos – por exemplo, o RGGI é organizado ao redor de triênios; já o EU ETS possuiu uma fase piloto de três anos (2005-2007), uma segunda fase de cinco anos (2008-2012), uma terceira fase de oito anos (2013-2020), e sua quarta fase durará dez anos (2021-2030).

Trade-offs

Primeiro, a respeito dos períodos de controle. Em geral, quanto menores os períodos de controle, maior poderá ser a resposta dos agentes ao incorporar os sinais de preço obtidos do mecanismo à sua tomada de decisão. Por outro lado, maiores serão os custos administrativos – tanto para os agentes quanto para o regulador. De todo modo, o período de um ano parece alcançar um compromisso razoável entre esses quesitos.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Segundo, a respeito das fases. É usual que os sistemas de comércio de emissões sejam estruturados ao redor de fases. Isto possibilita sistematizar a redefinição das metas para redução de emissões, seção 7.2.3.1, do escopo de regulação, seção 7.2.3.6, bem como cria espaço para a redefinição de regras ou correções regulatórias que se mostrem necessárias.

Ainda, tal sistemática contribui para que os agentes de mercado possuam alguma previsibilidade acerca do rigor do mecanismo. Por exemplo, para cada fase, é usual que as metas de redução de emissões sejam definidas para todos os anos – através de uma redução linear, em base anual. Outro exemplo, os agentes de mercado que possuem algum benefício ou isenção, dentro do mecanismo, usualmente mantêm esta condição por um período de tempo compatível com as fases do mecanismo – veja, por exemplo, a discussão sobre setores sensíveis na seção 7.2.3.5.

O estabelecimento de uma fase piloto, com alguns anos de duração, onde o mecanismo funcione com um conjunto de regras (e penalidades) mais brandas, é também recomendável. Este é um período valioso para aprendizado dos agentes de mercado e instituições, além de ser útil para a operacionalização do mecanismo. Considerando a complexidade dos processos associados ao monitoramento, relato e verificação das emissões, nesta fase piloto pode ser oportuno estabelecer um período em que seja obrigatório o monitoramento e o relato de emissões, por parte dos diferentes agentes regulados, porém anteriormente ao início das obrigações de adquirir e apresentar permissões.

7.2.3.5 Alocação das permissões e a proteção à competitividade

A alocação das permissões de emissões pode ser feita, basicamente, de duas formas: (a) através de leilões; ou (b) gratuitamente. É usual que parte das permissões seja alocada gratuitamente, com o intuito de proteger a competitividade de setores da economia que são expostos ao comércio internacional, ou mesmo durante as fases iniciais do sistema de comércio, de modo a atenuar os impactos do mecanismo na economia local.

Alocação gratuita

A alocação de permissões de forma gratuita pode se dar por diferentes formas, das quais as mais comuns são através de (a) *grandfathering* ou (b) *benchmarks*.

- a) No *Grandfathering*, de forma simples, os níveis de emissões verificadas no passado influenciam (ou determinam) o nível permitido de emissões futuras. Portanto, permissões são alocadas gratuitamente, em cada período de controle do mecanismo, proporcionalmente ao nível médio de emissões históricas observadas de cada agente regulado. Por exemplo, um agente pode receber, gratuitamente, um montante de permissões igual ao seu nível médio de emissões observado durante um histórico de anos recentes.
- b) *Benchmarks* são utilizados para definir o montante de permissões, por unidade produzida, que serão alocadas gratuitamente para diferentes agentes de um setor (ou atividade) da economia. Esta alocação gratuita é feita de forma



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

uniforme para cada setor, de acordo com o *benchmark* estabelecido, porém proporcional aos níveis individuais históricos de produção de cada agente¹²⁴.

Para determinado setor da economia (ou determinada atividade), um limite para as emissões é estabelecido através de comparações da intensidade histórica de emissões praticadas pelos diferentes agentes que fazem parte daquele setor. Este é o nível de *benchmark*, que ditará o montante de permissões alocadas gratuitamente para cada agente. Deste modo, os agentes mais eficientes terminam recebendo permissões para além de seu nível de emissões, que podem ser vendidas para aqueles agentes menos eficientes.

Quanto maior for o nível de *benchmark*, mais permissões são alocadas gratuitamente e menores são os custos necessários, para os agentes, ao cumprir com suas obrigações com o mecanismo – uma vez que menos permissões devem ser adquiridas. Mais permissões (além do *benchmark*, ou de acordo com outro critério) podem ser alocadas gratuitamente, na tentativa de mitigar o risco de perda de competitividade comercial enfrentado pelas indústrias.

Por exemplo, na terceira fase do EU ETS, havia 52 *benchmarks* em vigor (relacionados a produtos específicos), que utilizavam a média simples da intensidade de emissões dos agentes mais eficientes de cada setor (os 10% mais eficientes) como referência para a alocação gratuita de permissões¹²⁵. Já na Califórnia, eram 31 *benchmarks*, determinados pelo nível de emissões do agente mais eficiente em cada atividade específica – não utilizando a média dos mais eficientes¹²⁶.

É usual que, nas primeiras fases do sistema de comércio, vários (ou mesmo todos) setores recebam parte significativa de suas permissões de forma gratuita e, ao longo do tempo, a alocação gratuita seja reduzida e destinada apenas a setores identificados como sensíveis – ou mesmo completamente eliminada. Por exemplo, no EU ETS até a segunda fase (entre 2008 e 2012), cerca de 90% das permissões foi alocada gratuitamente; apenas a partir da terceira fase (entre 2013 e 2020) houve o leilão de parte significativa (57%) das permissões¹²⁷.

Identificando setores sensíveis

A identificação de quais são os setores (ou atividades) da economia que receberão permissões gratuitamente, isto é, quais setores (ou atividades) são considerados sensíveis, varia de acordo com as especificidades locais.

¹²⁴ Isto é, suponha dois agentes que atuam no mesmo setor, para o qual o *benchmark* são 10 permissões gratuitas por unidade produzida. Se um agente produziu, historicamente, 5 unidades por ano, este receberá 50 permissões gratuitamente. Se o outro agente produziu, historicamente, 9 unidades por ano, este receberá 90 permissões gratuitamente.

¹²⁵ Fonte: "[Allocation to industrial installations](#)", Comissão Europeia.

¹²⁶ Fonte: "[Development of Product Benchmarks for Allowance Allocation](#)", California Air Resources Board, 2011.

¹²⁷ Fonte: "[Auctioning](#)", Comissão Europeia.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Como regra geral, esta definição é feita caso a caso, avaliando o nível de exposição do setor ao comércio internacional (por exemplo, quanto da produção é exportada) e a intensidade de emissões deste setor (ou atividade).

Por exemplo, na quarta fase do EU ETS a definição se dá de acordo com os seguintes critérios¹²⁸:

- O produto¹²⁹ entre o fator de custos de produção e o fator de exposição ao comércio internacional supera 0.20; ou
- O produto entre o fator de custos de produção e o fator de exposição ao comércio internacional cai no intervalo entre 0.15 e 0.20, situação em que uma avaliação qualitativa é feita, para cada caso, avaliando potencial de redução de emissões, o mercado que o agente atua e suas margens de lucro.

Trade-offs

A possibilidade de alocar permissões gratuitamente é um elemento dos sistemas de comércio de emissões que abre espaço para a negociação, por parte do Poder Executivo, com os diferentes agentes setoriais, na tentativa de oferecer concessões, proteger a competitividade destes setores e aumentar a aceitabilidade do mecanismo. O compromisso enfrentado é com a efetividade do mecanismo: quanto maior o volume de alocações gratuitas, menor o espaço para que o mecanismo atue para reduzir emissões.

A alocação gratuita de permissões é prática comum em sistemas de comércio de emissões da experiência internacional, principalmente nas fases iniciais de cada mecanismo. Com o passar do tempo, busca-se reduzir o montante de permissões alocadas gratuitamente aos diferentes setores, como forma de tornar o mecanismo mais rígido e aumentar a resposta destes setores ao sinal de preços oferecido.

7.2.3.6 Escopo de regulação

O escopo de regulação determina quais os setores da economia terão suas emissões reguladas pelo mecanismo em questão. A definição destes setores, bem como a expansão do escopo de regulação ao longo dos anos, faz parte das decisões de planejamento do mecanismo.

Por exemplo, em sua primeira fase, o escopo do EU ETS compreendia as emissões de CO₂ oriundas da geração de energia elétrica e indústrias energointensivas – ainda que a maior parte das permissões fosse concedida gratuitamente, como discutido na seção 7.2.3.5. Já em sua terceira fase, houve a maior expansão do escopo: passou a incluir a produção de petroquímicos, amônia, metais, alumínio, gesso, assim como a produção de diversos produtos químicos, como ácidos.

¹²⁸ Fonte: “[COMMISSION DELEGATED DECISION \(EU\) 2019/708](#)”, Comissão Europeia. Ver itens 7, 8 e 12.

¹²⁹ Os custos de produção são mensurados pela fórmula [Preço de carbono × (emissões diretas × fator de alocação + emissões indiretas)] / valor agregado. O fator de alocação representa o montante de permissões que o agente deveria adquirir, via mercado, caso não recebesse alocações gratuitas. A exposição ao comércio internacional é definida pela fórmula, com respeito às importações e exportações de países não pertencentes à União Europeia (importações + exportações) / (importações + produção).



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Para o caso brasileiro, o projeto PMR Brasil propõe, em seu cenário basal, um escopo compreendendo os setores industrial (diversos segmentos¹³⁰) e de combustíveis¹³¹ – sendo que os usuários de combustíveis seriam regulados indiretamente, tal como a geração termoelétrica.

Trade-offs

Assim como as alocações gratuitas, a abrangência de um setor (ou a postergação da inclusão de um determinado setor) pelo escopo de regulação é um elemento de desenho que permite a negociação. Por um lado, o processo de negociação é desejável, para aumentar a aceitabilidade do mecanismo, atenuar seus impactos na economia e permitir uma implementação gradual. Por outro, renuncia-se à (parte da) efetividade do mecanismo em reduzir as emissões de GEE.

7.2.3.7 Limiares para regulação e pontos de regulação

Primeiro, os limiares para regulação. As necessidades de monitoramento, relato e verificação podem trazer altos custos administrativos para os agentes regulados, que devem relatar suas emissões verificadas, e para o regulador, que deve auditar os relatos elaborados – ou criar um sistema para auditoria e posterior verificação. Portanto, outra prática comum em sistemas de comércio de emissões é estabelecer limiares mínimos para que agentes de setores pertencentes ao escopo de regulação sejam, de fato, regulados pelo mecanismo.

O limiar é, usualmente, definido como um nível de emissões anuais, por agente econômico ou mesmo por instalação (planta industrial etc.). Por exemplo, a Califórnia utiliza 25 ktCO₂e como um nível mínimo de emissões anuais – embora o reporte seja obrigatório para agentes com emissões anuais acima dos 10 ktCO₂e¹³².

Mesmo limiar é adotado pelo México¹³³, o que limita o número de entidades reguladas em sua fase piloto (entre 2020 e 2021). Já o EU ETS, que regula cerca de 11,000 unidades, define limiares por setor¹³⁴ – por exemplo, com respeito aos usos energéticos, apenas instalações cujos insumos superem os 20 MW térmicos são reguladas.

Segundo, os pontos de regulação. Os pontos de regulação definem, na cadeia produtiva, onde serão reguladas as emissões – onde, em cada caso, é o local mais conveniente para a cobrança das obrigações. Em geral, quanto mais a montante, menos e maiores são as entidades a serem reguladas, portanto, menores são os custos de transação e os encargos administrativos. Também ajuda se as entidades já monitoram e reportam suas emissões ao governo.

Por exemplo, no setor de combustíveis, pode ser mais fácil regular no nível de distribuição (cerca de 240 entidades no Brasil), em vez de produção & importação (cerca de 900 entidades) ou varejo (cerca de 100,000 entidades)¹³⁵.

¹³⁰ Alumínio, Cimento, Cal, Vidro, Ferro-Gusa e Aço, Papel e Celulose, Química, Bebidas e Alimentação, Têxtil, Cerâmica, Ferro-Ligas e Extração Mineral.

¹³¹ Distribuidoras de combustíveis (diesel, gasolina, óleo combustível, GLP, querosene de aviação e gás natural), usinas termoelétricas a carvão mineral e coqueiras.

¹³² Fonte: “[California Cap-and-Trade Program](#)”, International Carbon Action Partnership – ICAP.

¹³³ Fonte: “[Registro Nacional de Emisiones](#)”, Secretaria de Meio Ambiente e Recursos Naturais, Governo do México.

¹³⁴ Fonte: “[DIRECTIVE 2003/87/EC](#)”, Comissão Europeia. Ver o Anexo I.

¹³⁵ “[Boletim Abastecimento em Números](#)”, nº 63, 1º semestre de 2019. ANP. Ver a página 5.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Para o caso brasileiro, a proposta feita pelo projeto PMR Brasil é:

- a) Para combustíveis com fins não-industriais: distribuidoras de combustíveis¹³⁶, usinas [termoelétricas] a carvão mineral e coquearias;
- b) Para a indústria: estabelecimentos cujas emissões anuais superem os 25 ktCO₂e;
- c) Para a agropecuária: frigoríficos.

Ainda, haveria um limiar para monitoramento e relato de emissões de agentes do setor industrial: todos aqueles agentes com emissões anuais superiores a 15 ktCO₂e seriam obrigados a reportar suas emissões – via relatórios padronizados, ver seção 7.2.3.10 – embora não houvesse metas individuais para redução de emissões.

Trade-offs

Aqui a relação de compromisso é entre a abrangência do mecanismo, a qual é desejável ser a maior possível – possibilitando maiores reduções de emissões totais, a um menor custo – e os custos administrativos de sua implementação, para o regulador e agentes regulados.

Quanto menores os limiares, mais abrangente será o mecanismo, porém maior será o número de agentes regulados. Portanto, o processo de monitoramento, relato e verificação das emissões individuais será mais custoso. Ainda, o processo de MRV traz, comparativamente, mais custos administrativos para os agentes regulados de menor porte – pois os agentes com os menores níveis de emissões, em geral, possuem menos capital e equipes menores.

7.2.3.8 Comercialização

Em um sistema de comércio de emissões, as permissões podem ser negociadas (a) via leilões periódicos e (b) via comércio bilateral entre os agentes – que pode, ou não, se dar em um ambiente organizado para comercialização.

Ainda, outros importantes elementos de desenho são (c) a possibilidade do comércio bancário (*banking*) de permissões, isto é, de depositar permissões de um determinado período de controle para negociação futura, em outros períodos; e (d) a possibilidade de empréstimo (*borrowing*) de permissões de períodos de controle futuros.

Na experiência internacional avaliada os leilões são, usualmente, feitos de forma periódica – por exemplo, a cada trimestre. Ainda, o comércio bilateral é permitido, usualmente feito em plataformas criadas para este fim ou em ambiente de bolsa¹³⁷. O comércio bancário é permitido entre períodos de controle distintos (por exemplo, entre anos subsequentes). Este é o caso dos sistemas de comércio EU ETS, da Califórnia e RGGI.

Outro ponto importante é com respeito à natureza jurídica das permissões de emissões. O projeto PMR Brasil indica que estes títulos não se enquadram nos critérios de valores mobiliários ou derivativos, sugerindo sua definição como ativos financeiros. Outra definição possível seriam os “títulos representativos de ativos/bens intangíveis passíveis de negociação”, dado que as permissões são títulos associados ao direito de emitir gases de efeito estufa.

¹³⁶ Diesel, gasolina, óleo combustível, GLP, querosene de aviação e gás natural.

¹³⁷ No caso do EU ETS, as permissões são negociadas pela European Energy Exchange ([EEX](#)); no caso da Califórnia, a plataforma é a Compliance Instrument Tracking System Service ([CITTS](#)); e no caso do RGGI, a plataforma é a RGGI CO₂ Allowance Tracking System ([RGGI COATS](#)).



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Assim como na experiência do Renovabio, seria necessária a criação de um ambiente para registro e comercialização das permissões.

Trade-offs

Com respeito à comercialização dos certificados, o compromisso é entre a simplicidade do mecanismo a ser implementado e o grau de flexibilidade e dinamismo pretendido para o mercado a ser criado. A realização de leilões dá origem a uma renda, que pode ser direcionada pelo Poder Executivo para diferentes fins, como a compensação de possíveis efeitos regressivos da política de precificação de emissões – ver seção 7.2.3.13.

Pela experiência internacional avaliada era consenso a realização de leilões periódicos, a comercialização de permissões em um ambiente organizado e o emprego do comércio bancário.

Atribuição institucional

Apesar de não constituir elemento de desenho, (a) a originação de permissões, (b) a criação de uma plataforma para registro de permissões, (c) a escrituração de permissões, (d) a criação (ou escolha) da plataforma de negociações, e (e) a regulação do mercado secundário para a negociação de permissões são funções importantes do mecanismo.

- a) Originar permissões: as emissões são originadas pelo órgão responsável pela implementação do mecanismo, por exemplo o órgão regulador.
- b) Um ambiente de registro deve ser criado para que as permissões sejam escrituradas – isto é, para que seja feita a atribuição de permissões aos agentes regulados, para que cada agente possua um saldo de permissões, e para que estes possam comprovar o cumprimento de suas obrigações individuais. No caso brasileiro, uma alternativa natural parece ser a criação deste ambiente pela B3, aproveitando a experiência do Renovabio.
- c) Escriturar permissões: o registro das permissões pode ser responsabilidade, por exemplo, do órgão responsável pela implementação do mecanismo – no caso do Renovabio a escrituração é feita por diferentes agentes privados¹³⁸.
- d) No caso brasileiro, uma alternativa natural parece ser a criação do ambiente para negociações de permissões pela B3, aproveitando a experiência do Renovabio.
- e) A regulação do mercado secundário poderia ser feita pela CVM.

7.2.3.9 Utilização de offsets

Os *offsets* são títulos de direito sobre a redução ou remoção verificada, de acordo com um padrão de certificação, de uma tonelada de carbono equivalente, originados por iniciativas fora do escopo de regulação do SCE. Estes *offsets* podem ter origem nacional ou internacional.

Usualmente, os *offsets* são originados em iniciativas com baixo custo associado às emissões evitadas (ou reduzidas), constituindo opções economicamente atrativas para que os agentes regulados cumpram suas obrigações individuais no SCE – e, possivelmente, atenuando impactos econômicos da implementação do sistema de comércio de emissões.

¹³⁸ Fonte: “[Escrituradores](#)”, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

A utilização de *offsets* internacionais foi muito comum, por exemplo, nas primeiras fases do EU ETS, quando era permitida a utilização de créditos oriundos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) – por exemplo, em sua segunda fase (2008-2012), cerca de 1 bilhão (1,000 MtCO₂e) de créditos foram utilizados.

Atualmente, no entanto, o uso de *offsets* internacionais foi banido no EU ETS.

Situações similares são encontradas na Califórnia, que limita a utilização de *offsets* a até 4% das obrigações individuais dos agentes regulados (sendo que metade dos créditos devem ter origem em projetos que diretamente beneficiem o estado da Califórnia), e no RGGI, que limita o uso a até 3,3% das obrigações individuais.

No caso brasileiro, considerando o potencial para a originação de créditos de compensação com origens relacionadas ao reflorestamento e prevenção do desmatamento, a utilização de *offsets* originados localmente poderia ser um elemento de desenho oportuno. Nas primeiras fases de implementação, com o intuito de atenuar os impactos econômicos, a utilização de créditos poderia ser permitida em percentuais elevados (20% ou 30%, por exemplo) das obrigações individuais e, ao longo do tempo, sua utilização ser limitada gradualmente.

Uma possibilidade seria a utilização de créditos originados por projetos associados ao MDL. Porém, considerando os objetivos de redução das emissões com a implementação de um sistema de comércio no País, não seria recomendada a permissão para utilização de créditos originados anteriormente à implementação do SCE.

Trade-offs

A utilização de *offsets* pode auxiliar na atenuação de impactos econômicos do mecanismo. Por outro lado, para que não se renuncie à efetividade do mecanismo em alcançar reduções nas emissões de gases de efeito estufa, tais créditos devem ser originados em iniciativas que se adequem a padrões de monitoramento, relato e verificação que comprovem a redução de emissões.

7.2.3.10 Monitoramento, relato e verificação

Os processos de monitoramento, relato e verificação são utilizados para quantificar as emissões verificadas dos diferentes agentes regulados.

A mensuração e o relato das emissões verificadas são feitos pelo próprio agente regulado, seguindo processos padronizados para este relato. O relato é, então, verificado por uma terceira parte independente, acreditada para realizar este tipo de auditoria. O regulador supervisiona os agentes sob o escopo de regulação do mecanismo e também os verificadores.

A seguir são discutidos mais detalhes sobre a acreditação de verificadores e sobre as regras e processos do MRV, com foco sobre a experiência internacional da União Europeia.

i. A acreditação de verificadores

A acreditação dos agentes verificadores é feita pelos diferentes países de diferentes formas, ou por departamentos do próprio governo ou por instituições independentes. É usual que o regulador imponha condições para que uma empresa seja acreditada como verificadora, tais como experiência prévia comprovada, certificações de auditoria (por exemplo, ISO 14.001, ISSO 14.065), experiência prévia com auditoria ou



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

verificação de projetos de eficiência energética, projetos relacionados ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo etc.

ii. As regras e processos

O regulador deve estabelecer os padrões e regras para o monitoramento¹³⁹. Estas são regras detalhadas, descrevendo: (a) as metodologias que podem ser utilizadas para o cálculo das emissões verificadas, (b) as condições para que a verificação das emissões seja feita por medição direta, (c) a forma de relato do consumo de combustíveis e produtos cujas emissões associadas são reguladas, (iv) tratamentos para setores específicos – como a aviação, (v) estabelecendo o formato dos planos de monitoramento e os relatos de emissões verificadas, dentre outros.

Dentre estas definições, destacam-se a elaboração (a) do plano de monitoramento e (b) do relatório padrão utilizado para relato de emissões.

No plano de monitoramento os agentes regulados descrevem a forma e metodologia para o monitoramento de suas emissões, além de indicar quais as fontes emissoras de gases de efeito estufa, quais os sistemas de mensuração utilizados, provê acesso aos dados e documentos relevantes, dentre outros. Este plano deve ser elaborado de acordo com os padrões estabelecidos em regulação específica, e é usualmente submetido para aprovação do regulador¹⁴⁰.

No relatório de emissões, que deve ser apresentado anualmente, o agente de fato reporta suas emissões, seguindo a metodologia aprovada em seu plano de monitoramento.

Por exemplo, no caso do EU ETS, os agentes regulados devem reportar os dados relativos às suas emissões até 31 de março do ano subsequente ao ano reportado. Os dados são, então, verificados pelo verificador acreditado e, quando o relatório é aprovado, o agente regulado deve apresentar as permissões necessárias até 30 de abril deste ano¹⁴¹.

Trade-offs

Não foram identificados outros além dos discutidos na seção 7.2.3.7.

Atribuição institucional

- a) Definição das regras para monitoramento, relato e verificações: Comitê Interministerial e o órgão regulador.
- b) Acreditar verificadores: na experiência internacional, usualmente é feita por algum Ministério ou por um órgão independente. Para o caso brasileiro, uma escolha natural seria o Inmetro.
- c) Aprovar planos de monitoramento: o órgão regulador.
- d) Verificar relatos de monitoramento: agentes verificadores acreditados.
- e) Verificar conformidade: a verificação do cumprimento das obrigações individuais se dá por meio da plataforma de registro e poderia ser feita pelo órgão regulador.

¹³⁹ Requerimentos para um Sistema Nacional de Monitoramento, Relato e Verificação de Emissões de Gases de Efeito Estufa, Volume I, PROJETO Elementos para um Mercado de Carbono no Brasil, Centro de Estudos em Sustentabilidade (GVces), Brasília, 2016. Disponível em [FGV](#).

¹⁴⁰ Fonte: [Implementing Regulation 2018/2066](#), Comissão Europeia. Ver Artigos 11 e 12.

¹⁴¹ Fonte: [Emission Trading System – MRV reporting](#), Comissão Europeia.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

7.2.3.11 Estabilidade de preços

Objetivando a estabilidade dos preços praticados no mercado secundário para a negociação das permissões, bem como para evitar choques de oferta e demanda, diferentes sistemas de comércio utilizam (a) reservas de permissões, ou (b) limites de preços.

Primeiro, as reservas de permissões. São mecanismos que funcionam através da injeção ou retirada de permissões em negociação, guiados a partir de algum gatilho de preços, ou que indique a situação de oferta vs. demanda por permissões.

Por exemplo, no caso do EU ETS, a Comissão Europeia publica o número total de permissões em circulação até 15 de maio. Quando o total de permissões for:

- i. Acima de 833 milhões, 12% (até 24% em 2023) do excedente é retirado dos leilões futuros e mantido na reserva por um período de 12 meses.
- ii. Abaixo de 400 milhões, 100 milhões de permissões são retiradas da reserva e injetadas no mercado.

Segundo, os limites de preços. Em alguma medida, limitar os preços passa pelo controle do número de permissões em negociação:

- i. Para impor um limite mínimo de preços, é possível implementar um preço mínimo nos leilões – caso não existam ofertas acima deste preço, nenhuma permissão é vendida;
- ii. Para impor um limite máximo de preços, é possível injetar permissões a um preço teto, indefinidamente. Isto é, quando o preço teto for atingido, os agentes regulados podem adquirir permissões de forma ilimitada, por aquele preço.

Esta é a abordagem utilizada no SCE implementado na Califórnia onde, quando o preço atinge um de seus limites (piso ou teto), o mecanismo se comporta como um imposto: um preço conhecido que incide sobre as emissões. Especialmente, se o preço atingir o teto, a meta original de redução de emissões deixa de ser cumprida – pois permissões são oferecidas ilimitadamente.

Usualmente, nas primeiras fases dos sistemas de comércio de emissões existe uma sobreoferta de permissões, justamente por conta da implementação gradual e das regras mais brandas utilizadas nestes períodos. Portanto, mecanismos de estabilidade de preços começaram a ser implementados em fases mais maduras dos sistemas de comércio – por exemplo, no EU ETS a implementação se deu em 2019, ao fim de sua terceira fase.

Trade-offs

O principal compromisso reside na relação entre a complexidade do mecanismo e o nível de previsibilidade desejado para os preços das permissões.

7.2.3.12 Penalidades

O não cumprimento das obrigações individuais pode ocorrer em diferentes situações, das quais se destacam: (a) os agentes falham em apresentar as permissões correspondentes às suas emissões verificadas; (b) os agentes falham em relatar suas emissões verificadas de acordo com as regras de MRV vigentes; ou (c) há comprovação de fraude no relato de suas emissões verificadas.

Diferentes penalidades podem ser aplicadas, em cada caso:



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- a) Multa, independente do montante de permissões que o agente falhou em apresentar – ou multas fixas, nos casos em que as falhas são associadas ao relato de emissões;
- b) Multa proporcional ao montante de permissões que o agente falhou em apresentar;
- c) Obrigação de compra de um múltiplo de permissões, com relação montante de permissões que o agente falhou em apresentar;
- d) Divulgação pública do descumprimento do agente regulado – “*name-and-shame*”;
- e) Abertura de processo criminal.

Multas são aplicadas, por exemplo, pelo Renovabio – proporcionalmente ao montante não apresentado de certificados, valorados pela maior média mensal das cotações praticadas para os certificados no período de descumprimento, com valores mínimo de BRL 100 mil, máximo de BRL 50 milhões e, ainda, limitadas a 5% do faturamento anual do agente¹⁴².

No caso do EU ETS, há uma multa de EUR 100 por permissão não apresentada, o que não elimina a obrigação do agente de apresentar estas mesmas permissões.

Adicionalmente, é praticada a publicidade dos casos de descumprimento. No caso da Califórnia, o não cumprimento implica na obrigação, para o agente regulado, de apresentar três permissões adicionais para cada permissão que tenha falhado em apresentar.

Trade-offs

O estabelecimento das penalidades é fundamental para garantir o cumprimento das obrigações individuais. Sem uma contrapartida, o mecanismo pode tornar-se ineficaz. O compromisso reside na severidade das penalidades, de modo a não colocar em risco a saúde financeira dos agentes regulados pelo mecanismo – por exemplo, caso os preços das permissões praticados no mercado sejam muito altos – e na manutenção dos sinais de preços oferecidos pelo mecanismo.

7.2.3.13 Utilização das receitas

As receitas obtidas com os leilões de permissões podem ter diferentes destinos, dos quais destacam-se:

- a) Desoneração tributária;
- b) Investimentos para incentivo à energia renovável e tecnologias voltadas para a descarbonização da economia;

Da experiência internacional, a utilização da renda dos sistemas de comércio de emissões tem sido empregada para investimentos em energia renovável e associados à descarbonização.

Por exemplo, no EU ETS, ao menos metade das receitas deve ser destinada para fins relacionados com o clima e energia limpa (o valor observado em 2018 foi cerca de 70% e, em 2019, 77%). Os Estados-Membros são obrigados a informar à Comissão Europeia o destino dado às receitas.

¹⁴² Fonte: [Decreto n.º 9.888, de 27 de junho de 2019](#), Diário Oficial da União.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Recentemente, com os altos preços de energia elétrica observados em 2021, a Comissão Europeia propôs a utilização da renda proveniente do EU ETS para subsidiar as tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores finais de baixa renda¹⁴³.

No RGGI, as receitas provenientes dos leilões são revertidas aos estados e têm sido direcionadas a programas de benefícios ao consumidor: eficiência energética, energia renovável, descontos na conta de energia elétrica e outros programas de redução de emissões de gases de efeito estufa.

Na Califórnia, a receita vai para o Fundo de Redução de Gases de Efeito Estufa, do qual pelo menos 35% devem beneficiar comunidades carentes e de baixa renda. O fundo também investe os recursos em projetos que reduzem as emissões de GEE.

Para o caso brasileiro, o projeto PMR Brasil sugere, em seu cenário basal¹⁴⁴, que as receitas sejam destinadas à redução da contribuição patronal ao Instituto Nacional do Seguro Social (INSS).

Contudo, ainda existe a possibilidade de criar uma entidade autônoma de caráter social para a administração dos recursos arrecadados nos leilões de permissões.

Trade-offs

O compromisso reside em diminuir possíveis efeitos regressivos de sua implementação e aumentar a aceitabilidade do mecanismo proposto, por parte da população, enquanto preserva a efetividade do mesmo em reduzir as emissões totais.

7.2.4 Considerações

Mudaria o despacho econômico?

Caso o consumo de combustível para geração de energia elétrica esteja sob seu escopo de regulação, os custos variáveis dos geradores termoelétricos serão afetados e, portanto, dependendo da intensidade das emissões, o despacho econômico pode ser alterado – tanto o preço de curto-prazo quanto a ordem de mérito.

Oportunidades para as renováveis

Por sua geração não ser associada à emissão de gases de efeito estufa¹⁴⁵, os geradores renováveis – especialmente eólicas, solares e hidroelétricas – não possuem obrigações em um sistema de comércio de emissões e, portanto, não recebem permissões de emissão nesses mecanismos.

Possivelmente, estes geradores podem ser elegíveis para a originação de créditos de compensação de emissões (*offsets*, ver seção 7.2.3.9). Neste caso, cada MWh de energia elétrica produzido por estes geradores poderia originar uma fração de um crédito de compensação, proporcionalmente a algum fator de emissões de referência – em tCO₂e/MWh. Este fator poderia ser o fator médio observado para o Sistema Interligado Nacional para o período de controle em questão ou, por exemplo, o fator de emissões de alguma tecnologia de referência.

¹⁴³ Fonte: [Comissão Europeia](#), 13 de outubro de 2021.

¹⁴⁴ Fonte: FGVces. Produto A.4 – Aplicação da Metodologia para Avaliação e Comparação de Cenários. Apoio à Implementação da Proposta de Preparação de Instrumentos de Mercado (MRP) do Brasil - Componente 2B. Centro de Estudos em Sustentabilidade da Escola de Administração de Empresas de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas. São Paulo, 2020. Página 20, ver “Quadro 1”.

¹⁴⁵ A exceção pode ser a biomassa.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Na experiência internacional avaliada, esta prática não é comum. O único caso encontrado foi sistema de comércio de emissões de Tóquio¹⁴⁶, que permite a conversão certificados de energia limpa – originados pela geração de 1 MWh de energia elétrica oriunda de recursos elegíveis, como eólicas, hidroelétricas e solares – em créditos de compensação de emissões, utilizando fatores de emissões evitadas previamente definidos.

Por outro lado, tecnologias associadas à descarbonização da economia e à geração de energia renovável podem ser elegíveis para a destinação das receitas arrecadadas com o leilão das permissões de emissão, o que é prática comum na experiência internacional, ver seção 7.2.3.13.

Como os custos seriam divididos entre os ambientes de contratação livre e regulado?

Como as termelétricas normalmente são contratadas no mercado regulado, maiores custos de produção se traduzirão em maiores preços de contratos. Por outro lado, como esses aumentos devem se refletir nos preços de mercado de curto-prazo, eles podem influenciar os contratos firmados também no mercado livre, simplesmente pelo aumento do preço de referência.

Os maiores custos com combustível também podem impactar os custos de geração de energia elétrica em sistemas isolados (principalmente fornecidos por meio de geração termelétrica) no Brasil, que são pagos por todos os consumidores de eletricidade por meio da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

No caso específico dos sistemas isolados, como não existem opções para a geração de energia elétrica além da geração termoelétrica, não é razoável esperar uma resposta desses geradores aos sinais de preço. Isto é, deixar estes geradores sob o escopo do referido mecanismo apenas aumentaria os custos de fornecimento de energia elétrica – e encargos associados.

7.3 Mecanismo de certificados de energia limpa

7.3.1 Descrição

Os aspectos conceituais e o funcionamento de um mecanismo de certificados de energia limpa foram abordados no relatório “Atividades 1 e 2”, especialmente na seção “2.2.4 Certificados de energia limpa”. Neste relatório, alguns daqueles conceitos serão resgatados.

Este é um mecanismo de incentivo para as fontes renováveis de geração de energia elétrica – usualmente biomassa, hidroelétricas, eólicas e solares, porém a definição sobre quais são os recursos elegíveis ao incentivo cabe ao Poder Executivo.

Seu funcionamento, de forma simplificada, pode ser resumido em três etapas:

- a) Os geradores elegíveis receberiam um certificado de energia limpa para cada MWh entregue à rede.
- b) Os certificados são vendidos em um mercado específico.
- c) Diferentes agentes compram certificados para:

¹⁴⁶ Fonte: [Tokyo cap and trade program for large facilities](#). 2015. Governo Metropolitano de Tóquio. Ver página 58.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- i. No caso de um mecanismo voluntário, cumprir suas próprias ambições ambientais e reivindicar os atributos de energia limpa para si, porém sem metas compulsórias associadas.
- ii. No caso de um mecanismo mandatório, cumprir as obrigações individuais associadas. As obrigações de aquisição de certificados são definidas proporcionalmente ao consumo de energia elétrica verificado durante o período de controle – usualmente definido como um ano.

A primeira definição a respeito de um mecanismo de certificados de energia limpa é se este seria voluntário ou mandatório. O mecanismo voluntário, na realidade, já existe no Brasil e foi abordado no relatório “Atividades 1 e 2”, na seção “4.3 I-REC e Rec Brazil”.

Portanto, nesta seção abordaremos os elementos de desenho identificados como necessários para a implementação de um mecanismo mandatório para a comercialização de certificados de energia limpa.

7.3.2 Governança

7.3.2.1 Instituições envolvidas

Para a implementação de um mecanismo mandatório de certificados de energia limpa há a necessidade de se estabelecer um arranjo institucional para elaborar as regras, implementar e fiscalizar seu funcionamento.

- a) Um Comitê Interministerial – por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – para definir as metas e regras do mecanismo.
- b) Órgão regulador para implementar e fiscalizar seu funcionamento, que pode ser destacado de algum dos Ministérios que compõem o Comitê Interministerial, ou corresponder a uma agência reguladora.

Diferente do sistema de comércio de emissões, onde há necessidade de realizar o monitoramento e o relato das emissões verificadas pelos agentes regulados, com respeito à produção e ao consumo de energia elétrica há disponibilidade de informações suficientes para que o mecanismo proposto seja operacionalizado. Portanto, a verificação da geração de energia elétrica para a originação de certificados, bem como do consumo para a aferição das obrigações individuais, não representa um desafio técnico e não necessita de processos similares ao MRV.

7.3.2.2 Atribuições institucionais

Com relação ao sistema de comércio de emissões, existem duas grandes etapas de desenho, implementação e funcionamento. São elas: (a) o planejamento, onde são definidos os principais elementos de desenho do mecanismo; e (b) a operação do mercado de permissões de emissões, onde as permissões são negociadas.

A definição dos elementos de desenho do mecanismo é atribuição usual do Poder Executivo, neste caso representado pelo Comitê Interministerial – ou por algum Ministério destacado para tanto. O detalhamento das regras, partindo do desenho estabelecido pelo Poder Executivo, pode ser feito pelo regulador. Deste modo, exceto nos casos em que for explicitado o contrário, as atribuições recaem sobre estas partes.

7.3.3 Elementos de desenho e atribuições institucionais

7.3.3.1 Estabelecimento da meta

A experiência internacional avaliada indica que é desejável que o desenho destes mecanismos de incentivo se baseie em uma meta de penetração de recursos renováveis na matriz de geração de energia elétrica, além de que seja estabelecida uma vida útil máxima para o mesmo – isto é, o mecanismo é encerrado ao atingir sua meta ou ao atingir sua vida útil, ainda que a meta não tenha sido atingida.

A meta determina, também, a obrigação de compra de certificados de energia limpa por parte dos consumidores de energia elétrica. Usualmente, todos os consumidores adquirem certificados de energia limpa, proporcionalmente ao seu consumo verificado.

A definição destes elementos é uma decisão de política energética, atribuição do Poder Executivo, e não há um método para tanto, porém os exemplos da iniciativa conjunta entre Noruega e Suécia, além da iniciativa do México, foram investigados no relatório “Atividades 1 e 2”, na seção “3.4 – Certificados de Energia Limpa”.

7.3.3.2 Período de controle

É o período ao fim do qual os certificados de energia limpa devem ser cancelados, proporcionalmente ao consumo de energia elétrica verificado do agente regulado. De acordo com a experiência internacional, usualmente adota-se um ano como o período para a verificação das obrigações individuais.

7.3.3.3 Escopo de regulação

O escopo de regulação é composto pelos consumidores de energia elétrica, que devem adquirir certificados de energia limpa proporcionalmente ao seu consumo verificado durante o período de controle. A definição dos geradores elegíveis para originar certificados de energia limpa leva em consideração (a) a tecnologia e (b) a data de entrada em operação destes geradores.

Com relação à tecnologia, usualmente as usinas a biomassa, usinas eólicas, hidroelétricas e solares são aquelas compreendidas no escopo do mecanismo. Com relação à data de entrada em operação, ambos os exemplos encontrados na experiência internacional indicam que apenas geradores que entraram em operação comercial após a implementação do mecanismo são elegíveis a originar certificados de energia limpa¹⁴⁷.

7.3.3.4 Comercialização

Os mesmos elementos apresentados para a comercialização de permissões de emissões, seção 7.2.3.8, se aplicam aqui e não serão repetidos por brevidade.

¹⁴⁷ Condição similar foi imposta pela Lei nº. 14.120/2021, que limita a abrangência de um futuro mecanismo de valoração de benefícios ambientais para aqueles geradores que solicitarem outorga após 1º de março de 2022. Ver Artigo 26, § 1º-H: “As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C deste artigo”.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

7.3.3.5 Penalidades

Os mesmos elementos apresentados para as penalidades em um sistema de comércio de emissões, seção 7.2.3.12, se aplicam aqui e não serão repetidos por brevidade.

7.3.3.6 Auditorias

Pode ser desejável prevenir a dupla contabilização: que um mesmo MWh de energia elétrica seja utilizado para originar certificados de energia limpa em diferentes mecanismos – como diferentes mecanismos voluntários. Neste caso, seriam necessárias auditorias (que podem ser feitas por instituições governamentais ou por uma terceira parte autorizada, às custas do gerador renovável) para garantir que não exista dupla contagem.

7.3.4 Considerações

Alteraria o despacho econômico?

Não é esperado que exista uma alteração significativa, pois os custos variáveis de operação das unidades termoeletricas não serão influenciados pelo mecanismo¹⁴⁸.

Por que os geradores existentes não são elegíveis?

Para garantir a eficácia (que haja um benefício associado para a sociedade), o mecanismo deve induzir a expansão dos recursos renováveis. Nesse sentido, a emissão de certificados para geradores existentes não apenas ficaria aquém do objetivo do mecanismo, mas criaria um excesso de oferta de certificados (se cada MWh originar um certificado), pressionando os preços.

Adicionalmente, a redação da Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, prevê que o mecanismo deve abarcar apenas aqueles geradores não elegíveis aos descontos nas tarifas de uso da rede.

Alteraria a expansão da oferta de geração?

Por um lado, este é um mecanismo de incentivo às fontes de geração renovável, como as fontes eólica e solar, de modo que atua para aumentar sua atratividade econômica. Portanto, é esperado que estas fontes se tornem, com o mecanismo, mais competitivas economicamente.

Por outro lado, como é discutido na seção 8.1.4, a expansão da oferta de geração é direcionada, no ambiente regulado, pelas diretrizes dadas pelo Poder Executivo – levando em conta critérios para além da atratividade econômica, como a contribuição para a segurança de suprimento – e, no ambiente livre, pela atratividade econômica. No ambiente livre, as fontes renováveis dominam a expansão da oferta de geração, pois correspondem às opções economicamente mais atrativas – ver, por exemplo, o Anexo B.

Portanto, todo o resto mantido constante, não é possível esperar uma alteração na composição da expansão da oferta de geração:

- a) Apesar de o mecanismo de incentivo contribuir para a atratividade econômica das fontes de geração renovável, estas já configuram as opções de expansão da oferta de geração com os menores custos associados. Com isto, a expansão da

¹⁴⁸ Exceção pode ser o caso de algumas usinas termoeletricas movidas a biomassa e com custos variáveis unitários não nulos.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

oferta de geração oriunda do ambiente de contratação livre tende para as fontes renováveis.

- b) Ainda, as diretrizes dadas pelo Poder Executivo continuarão levando em consideração critérios para além da atratividade econômica. Portanto, não é possível esperar alterações na expansão da oferta de geração oriunda do mercado regulado.

Como os custos seriam divididos entre os ambientes de contratação livre e regulado?

Considerando que os atributos ambientais e a própria energia elétrica sejam comercializados como produtos desagregados, não são identificados desafios para a alocação de custos – todos os consumidores, independente do ambiente, arcarão com os custos deste incentivo, proporcionalmente ao seu consumo de energia elétrica. No entanto, em um período de transição em que vários consumidores já tenham assinado contratos com geradores renováveis, é razoável supor que existirão contestações de que os atributos ambientais foram adquiridos em conjunto com tais contratos – o que pode ocorrer tanto para consumidores do ambiente livre quanto para aqueles do ambiente regulado.

7.4 Possível cronograma de implementação

A implementação de um mecanismo para valoração de benefícios ambientais provavelmente levará alguns anos para ser concluída.

Independente do mecanismo que se escolha, a primeira etapa será a publicação das diretrizes previstas pela Lei n.º 14.120/2021, cuja data limite é até 01 de março de 2022.

Publicadas as diretrizes, deve ser feita a proposta de desenho para o mecanismo em si, caso estas não sejam publicadas junto com as diretrizes – até 01 de março de 2022. A publicação da proposta de desenho do mecanismo ensejará a abertura de um processo de consulta pública, para que seja possível obter contribuições da sociedade. Este processo, se iniciado ainda em 2022, possivelmente se estenderá até, ao menos, o início de 2023.

O tempo requerido para a implementação depende do mecanismo escolhido. Na experiência internacional avaliada, a implementação seguiu estas etapas: (a) publicação das diretrizes; (b) definição do mecanismo e publicação de seus elementos de desenho – ver seções 7.2 e 7.3; (c) consultas públicas e discussões com a sociedade; (d) início de uma fase piloto, com regras mais brandas.

i. Sistema de comércio de emissões

Com respeito ao sistema de comércio de emissões, com base na experiência internacional avaliada, é recomendado que sua implementação seja feita de forma gradual: uma vez publicadas as regras de desenho do mecanismo, é esperado um intervalo (um ou dois anos) até o início de sua fase piloto, que pode durar alguns anos (dois ou três anos, por exemplo).

Portanto, publicadas as diretrizes em 2022, o próximo passo é a publicação das regras de desenho do mecanismo, o que pode ocorrer ainda em 2022 ou, provavelmente, em 2023. Publicadas as regras, o início da fase piloto pode ser esperado para 2025, perdurando até 2027 ou 2028.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Um cronograma de implementação similar foi seguido pela União Europeia¹⁴⁹: em março de 2000 foi publicado um relatório¹⁵⁰ discutindo um possível sistema de comércio de emissões envolvendo os países da União Europeia. Após a publicação deste relatório, deu-se início ao processo de consultas públicas e discussões com a sociedade. Em outubro de 2003 foram publicadas, em lei, as regras¹⁵¹ do mecanismo, estabelecendo o início de sua fase piloto para 2005.

Embora seja desejável que os elementos de desenho deste mecanismo sejam definidos já na partida, é usual que ao longo das fases de um sistema de comércio sejam feitas alterações em suas regras – por exemplo, a inserção de um mecanismo para a estabilidade de preços no EU ETS somente ocorreu em 2019, ao fim de sua terceira fase.

ii. Certificados de energia limpa

Os sistemas para comércio de certificados de energia limpa, mecanismos mais simples que os sistemas de comércio de emissões, possibilitam uma implementação mais expedita. Na experiência internacional avaliada, entre a publicação das regras de desenho do mecanismo e sua entrada em vigor, em geral, há um período que pode variar entre alguns meses e alguns anos.

Por exemplo, no caso da iniciativa conjunta entre Noruega e Suécia, discutida no relatório “Atividades 1 e 2”, seção “3.4.1 Iniciativa conjunta da Suécia e Noruega”, a implementação se deu em 2012, a partir da publicação do “*Electricity Certificates Act*” em junho de 2011¹⁵², o que marcou o início da cooperação entre os países – a Suécia já possuía um mecanismo de certificados de energia limpa em vigor desde 2003¹⁵³.

Outro exemplo avaliado foi o do México, discutido no relatório “Atividades 1 e 2”, seção “3.4.2 México”. Neste caso, em 2014 foi publicada a lei “*Ley de la Industria Eléctrica*”, adotando uma configuração de três produtos para os leilões de energia elétrica no país, compreendendo energia, capacidade e certificados de energia limpa. Em outubro de 2014¹⁵⁴ o Poder Executivo estabeleceu as diretrizes para (a) a atribuição de certificados de energia limpa aos geradores elegíveis e (b) a atribuição de obrigações aos consumidores de energia elétrica. Em março de 2015¹⁵⁵ foi publicada a obrigação de aquisição de certificados de energia limpa por parte dos consumidores, definida em 5% do consumo de energia elétrica a partir de 2018. Em setembro de 2015¹⁵⁶ foram publicadas as bases para o funcionamento do mercado de certificados de energia limpa o que ocorreu a partir de 2018¹⁵⁷.

Para o caso brasileiro, portanto, publicadas as diretrizes em 2022, o próximo passo é a publicação das regras de desenho do mecanismo, o que pode ocorrer ainda em 2022.

¹⁴⁹ Fonte: “[Development of EU ETS \(2005-2020\)](#)”, Comissão Europeia.

¹⁵⁰ Fonte: “[Green Paper on greenhouse gas emissions trading within the European Union](#)”, Comissão Europeia.

¹⁵¹ Fonte: “[DIRECTIVE 2003/87/EC](#)”, Comissão Europeia.

¹⁵² Fonte: “[Electricity Certificates](#)”, Ministério de Petróleo e Energia, Governo da Noruega.

¹⁵³ Fonte: “[The Electricity Certificate System](#)”, Agência de Energia da Suécia.

¹⁵⁴ Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#).

¹⁵⁵ Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#).

¹⁵⁶ Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#).

¹⁵⁷ Fonte: [Diario Oficial de la Federación](#). Ver o parágrafo segundo na seção “Seção V – Provisões Gerais”.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Publicadas as regras, o início da fase piloto pode ser esperado para 2024, a depender do tempo para a criação de um ambiente para a negociação dos títulos associados.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

8 ANÁLISE REGULATÓRIA

8.1 Interação com as políticas setoriais

8.1.1 PROINFA

8.1.1.1 Descritivo

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, foi a primeira iniciativa para a entrada de produtores independentes de fontes renováveis da matriz elétrica.

A primeira etapa do programa previu a contratação de 3,3 MW de capacidade, distribuídas igualmente entre as fontes eólica, pequenas centrais hidroelétricas e biomassa, pelo prazo de 20 anos e com custos rateados entre todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional, exceto os de Baixa Renda.

Para 2022 está previsto um custo de cerca de R\$ 6,38 Bilhões para manutenção do programa, com custo médio da energia contratada de R\$ 569,89/MWh, sendo R\$ 435,37/MWh para pequenas centrais hidroelétricas, R\$ 738,16/MWh para eólicas e R\$ 348,07/MWh para biomassa. Os altos valores são explicados pela viabilização das tecnologias, à época incipientes na matriz, e pela indexação por IGP-M.

A vigência dos contratos expirava a partir do início de 2026, mas a Lei nº 14.120, de 1ª de março de 2021, trouxe a possibilidade de prorrogação dos contratos em troca de contrapartidas, como a redução do preço e ajuste da indexação, caso interesse aos empreendedores.

O Decreto nº 5.882, de 31 de agosto de 2006, regulamentou a previsão de participação das usinas do PROINFA no Mecanismo de Desenvolvimento Limpo ou outros mercados de carbono. Porém, até o momento, os pedidos de registro de 32 projetos foram aprovados pela ONU.

8.1.1.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

A exemplo do estabelecido pelo decreto, caso o mecanismo a ser implantado permita que usinas do PROINFA sejam remuneradas por algum tipo de crédito, caso dos CELs ou créditos de compensação no caso do SCE, estes devem ser considerados nas receitas do programa, o que reduziria os custos arcados por consumidores livres e cativos.

Cabe ressaltar que a parcela das usinas destinada ao PROINFA não possui desconto na TUST/TUSD, e a prorrogação dos contratos é condicionada à extinção deste subsídio. Assim, a princípio, estas usinas estariam elegíveis ao mecanismo de valoração dos benefícios ambientais previsto na Lei nº 14.120/2021.

8.1.2 Descontos na TUST/D

8.1.2.1 Descritivo

Criado pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, consiste no desconto de 50% a 100% nas tarifas de conexão TUST ou TUSD de geradores de energia proveniente de fontes renováveis não convencionais que atendam determinados limites de potência instalada ou injetada na rede. Estes descontos são extensíveis aos consumidores que



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

adquiram energia dessas fontes, na incidência da TUST ou na soma da TUSD Fio A + Fio B.

Devido à evolução tecnológica e à busca dos consumidores livres pela adesão a compromissos ambientais, bem como aos preços de energia competitivos oferecidos por essas fontes subsidiadas, a forte expansão da capacidade instalada destas fontes culminou em um crescimento significativo deste subsídio, pago através de encargo setorial rateado entre todos os consumidores.

Assim, a Lei nº 14.120/2021 estabeleceu período de transição para redução deste custo. O subsídio seguirá sendo válido para os projetos que já o possuem até o fim de suas outorgas (prorrogação não está incluída) e, para novos projetos, caso estes solicitem outorga até o final de fevereiro de 2022 (nesse caso, estes devem entrar em operação em até 48 meses da data de obtenção da outorga).

As exceções são as novas pequenas centrais hidroelétricas, que deverão ter os descontos mantidos em 50% por cinco anos adicionais e em 25% por outros cinco anos¹⁵⁸.

Projetos com outorga solicitada após esse prazo não desfrutarão desse benefício, sendo apenas cobertos pelo novo mecanismo de valoração de benefícios ambientais, cujas diretrizes devem ser publicadas pelo Poder Executivo.

8.1.2.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

O impacto do novo mecanismo de valoração dos benefícios ambientais é imediato: término da concessão de subsídios tarifários (embora ele siga sendo aplicado a quem já tem, por muitos anos). Nesse sentido, possivelmente no longo prazo haverá redução da rubrica associada ao subsídio na CDE, com redução dos custos percebidos pelos consumidores cativos e livres.

A perda do benefício na TUST/TUSD pode vir a ser (ainda que parcialmente) compensada para os novos projetos, por exemplo, através da renda adicional que viria da venda de Certificados de Energia Limpa ou da venda de créditos de compensação de emissões (*offsets*), se estes fossem permitidos no sistema de comércio de emissões.

8.1.3 REIDI

8.1.3.1 Descritivo

O Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (REIDI) foi criado pela Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007 e regulamentado pelo Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007. Consiste na suspensão da exigência da contribuição para o PIS/PASEP, da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, Contribuição para o PIS/PASEP-Importação e da COFINS-Importação incidentes sobre a receita para a pessoa jurídica que tenha projeto aprovado para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação.

¹⁵⁸ Cabe notar que o Parágrafo 1º-H do Art. 4º da Lei, que determina que as diretrizes do novo mecanismo de consideração dos benefícios ambientais não disporão sobre as usinas beneficiárias do desconto na TUST/TUSD, não faz menção sobre a aplicação às novas pequenas centrais hidroelétricas.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Com a desoneração fiscal, haveria um incentivo para que, no caso do setor de energia, houvesse a ampliação de investimentos em geração, cogeração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

8.1.3.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

O REIDI é aplicável a qualquer empreendimento de geração, independentemente da fonte e do ambiente de contratação a que se destina a energia. Nesse sentido, a desoneração fiscal, aliada ao mecanismo de valoração de benefícios ambientais, pode contribuir ainda mais para a expansão das fontes renováveis no país, por aumentar o retorno financeiro do empreendimento.

Por outro lado, como ele também é válido para fontes emissoras de GEE, inclusive na produção e processamento de gás natural, vai na contramão da sinalização que venha a ser dada por um mecanismo que busque valorizar externalidades ambientais. Cabe destacar que, a despeito do interesse na promoção da expansão e valoração das fontes renováveis, as usinas que utilizam combustíveis fósseis continuarão fornecendo atributos relevantes para a manutenção da segurança de suprimento e confiabilidade do sistema. A retirada por completo de instrumentos que contribuem para a viabilidade econômico-financeira dos projetos pode desincentivar a indústria na oferta de novos empreendimentos, ou o repasse deste custo adicional aos consumidores finais

8.1.4 Leilões regulados por fonte

8.1.4.1 Leilões do Ambiente de Contratação Regulado

8.1.4.1.1 Descritivo

O marco regulatório vigente, estabelecido pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, traz os leilões do mercado regulado como instrumento para manutenção e expansão do parque gerador para atendimento ao mercado regulado, sendo a aquisição de energia e lastro no ambiente livre feita de forma descentralizada.

Anualmente, as concessionárias de distribuição devem declarar suas necessidades de compra de energia para os anos subsequentes, visando o atendimento à totalidade do seu mercado. Devido ao longo prazo de construção, novas usinas são contratadas com 3 a 7 anos de antecedência. A manutenção da contratação de usinas existentes é viabilizada através de leilões realizados com 1 a 5 anos de antecedência.

Os leilões de energia nova são comumente realizados em duas fases, sendo a primeira exclusiva para viabilização de hidrelétricas. Já na segunda fase, há a submissão de lances para a contratação das demais fontes de energia. A quantidade a ser contratada por cada fonte é prerrogativa do Ministério de Minas e Energia (MME), sem haver uma regra prévia para seu estabelecimento.

Dentre os modelos de contratação de energia nova, há a possibilidade de realização de certame especificamente para fontes renováveis, os chamados Leilões de Fontes Alternativas. Estabelecido em 2007, o leilão foi o primeiro a viabilizar a assinatura de contratos entre distribuidoras e empreendimentos eólicos.

8.1.4.1.2 Possíveis interações com o novo mecanismo



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Os Leilões de Fontes Alternativas, juntamente com os Leilões de Energia de Reserva (detalhados na próxima seção) foram os primeiros leilões centralizados a contribuir para a expansão da energia eólica. Com o estabelecimento da cadeia produtiva e avanço da tecnologia, a fonte estabeleceu sua competitividade através da negociação em leilões de energia nova; e o mesmo vem ocorrendo com a fonte solar.

Como a escolha das fontes habilitadas para participação nos leilões é prerrogativa do MME, a adoção de política pública que priorize a expansão de fontes alternativas a partir da cobertura de lastro do ambiente regulado é de fácil implementação. Ocorre que, a redução de demanda pelas distribuidoras devido à migração de consumidores para o mercado livre pode tornar o mecanismo ineficaz. Ademais, o preestabelecimento da fonte pode induzir ao enfraquecimento dos deságios oferecidos e conseqüente aumento das tarifas reguladas.

Novos leilões poderão refletir, em seu preço teto, os efeitos do mecanismo que vier a ser desenhado para consideração dos benefícios ambientais (seja um preço teto menor para as renováveis – que venham a ter fonte adicional de renda por venda de certificados – ou preço teto maior para as térmicas, caso o SCE regule o combustível utilizado na geração de energia. Esses efeitos refletirão no custo da energia contratada e, por conseqüência, nas tarifas de energia do mercado regulado.

8.1.4.2 Leilões de Reserva

8.1.4.2.1 Descritivo

O Leilão de Energia de Reserva é uma modalidade de contratação aplicada desde 2008, com o objetivo de elevar a segurança no fornecimento de energia ao sistema interligado. Entre 2008 e 2016 foram contratadas diversas usinas movidas à fonte eólica, biomassa, solar e pequenas centrais hidrelétricas. Nesta modalidade, a energia contratada não gera lastro para os consumidores, e toda energia produzida é liquidada no mercado de curto prazo. Eventuais déficits para manutenção dos contratos são cobrados dos consumidores do ambiente regulado e livre através do Encargo de Energia de Reserva, assim como os excedentes são devolvidos aos agentes.

Em 2021, com a publicação da Lei nº 14.120/2021, houve a criação de nova modalidade de contratação de reserva, através do Leilões de Reserva de Capacidade. Através destes leilões o Poder Executivo poderá contratar atributos para garantir a continuidade do sistema, como disponibilidade de potência ou armazenamento de energia.

Os custos fixos para fornecimento dos atributos contratados no leilão serão rateados para todos os consumidores. Diferente da modalidade de Energia de Reserva, a energia gerada pelos empreendimentos contratados como Reserva de Capacidade poderá ser livremente negociada, tanto no ambiente regulado como no livre.

8.1.4.2.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Os leilões de reserva, seja na forma de energia ou de potência, são realizados de acordo com premissas definidas pelo Poder Executivo. Ou seja, os atributos considerados e a quantidade contratada não dependem dos anseios do mercado, mas sim das prerrogativas do MME.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

A contratação compulsória de fontes alternativas nos primeiros leilões de energia de reserva, assim como a futura contratação da energia nuclear da usina de Angra 3, demonstram a viabilidade da adoção de políticas públicas para contratação de atributos específicos nesta modalidade, podendo ser considerados também atributos ambientais.

Caso a adoção do sistema de comércio de emissões leve a um sobrecusto para usinas termelétricas, reduzindo sua capacidade de competição e viabilização de novos empreendimentos através dos leilões de energia nova, os leilões de reserva de capacidade são uma forma de garantir estas usinas no sistema, garantindo a confiabilidade da rede, tendo os custos rateados entre os consumidores dos ambientes regulado e livre.

8.1.4.3 Chamadas Públicas de Geração Distribuída

8.1.4.3.1 Descritivo

Dentre as alternativas de contratação, a única não realizada de forma centralizada é o leilão de geração distribuída. Nestes casos, as distribuidoras podem realizar chamadas públicas para contratação de usinas que utilizem fontes não convencionais conectadas à sua rede de distribuição, seja para garantir o atendimento à totalidade da sua carga, seja para viabilização de arranjos técnicos para reduzir despesas de operação e manutenção, ou ainda postergar investimentos para melhorias ou reforços da rede, desde que seja demonstrado que essa é a alternativa de menor custo global ao consumidor.

Ao contrário dos leilões regulados, em que a distribuidora não tem gestão na escolha de seus pares contratuais, nestas chamadas as empresas definem preços e algumas condições contratuais, incluindo a fonte a ser contratada, e os contratos serão acompanhados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

8.1.4.3.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Apesar dos aparentes benefícios, esta modalidade nunca contratou volumes expressivos de energia, seja inicialmente por uma questão de baixo teto regulatório para os preços ou, posteriormente por uma questão de sobrecontratação das distribuidoras. Assim, não contribuíram para a expansão das renováveis na matriz. Recentemente a Resolução Normativa nº 965/2021 regulamentou o tema. Se, por um lado, isso pode incentivar o maior uso desse modelo de contratação, por outro, há dúvidas se as contratações seriam expressivas frente aos volumes de renováveis adquiridos por outros mecanismos.

Por fim, como o custo da contratação dessas fontes é passível da aplicação de um teto regulatório¹⁵⁹, eventualmente pode haver algum reflexo nesses tetos decorrentes do mecanismo que vier a ser desenhado para consideração dos benefícios ambientais.

¹⁵⁹ Portaria n.º 65/2018, Ministério de Minas e Energia.

8.1.5 Sistema de *net-metering* para Micro e Minigeração Distribuída

8.1.5.1 Descritivo

A Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu o marco regulatório para contratação de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), que consistem em empreendimentos de geração de energia renovável com até 5 MW conectados à rede de distribuição através de uma unidade consumidora de energia.

Unidades consumidoras com MMGD são faturadas pelo esquema de *net-metering*, onde, de forma simplista, o consumidor paga na parcela de sua fatura que é proporcional à energia consumida, apenas pela diferença, se positiva, entre a energia consumida e a injetada na rede. Caso a diferença seja negativa, o consumidor acumula créditos para abatimento das faturas futuras em um prazo de até 60 meses.

Existem diversos modelos por meio dos quais uma unidade consumidora pode ser beneficiária dos créditos de uma MMGD, como geração compartilhada, em que uma mesma usina fornece créditos para diferentes unidades consumidoras, ou a geração remota, quando a MMGD pode estar localizada em terreno distinto da unidade consumidora.

Com a aprovação da Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022, resultante do Projeto de Lei nº 5.829/2019, já se espera um aumento expressivo da MMGD, uma vez que há um período de "transição" por meio do qual novos geradores podem permanecer nas regras do *net-metering* atual. Somente em 2021 foram instalados 3,5 GW de potência, valor 150% superior ao registrado no início das discussões legislativas em 2019.

Passado esse período, gradualmente, mais componentes tarifárias serão cobradas do consumidor em função da energia por ele consumida diretamente da rede (e não mais do líquido entre consumido e injetado na rede).

Atualmente, a MMGD é elegível aos programas de certificação de energia I-REC e REC Brasil.

8.1.5.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Se o novo mecanismo permitir a participação de MMGD com venda de certificados de energia limpa, por exemplo, a possibilidade de receita adicional consistiria em um incentivo a mais para a implantação de novos empreendimentos, principalmente aqueles de grande porte viabilizados pela constituição de consórcios. Já sob o ponto de vista do consumidor, como a atratividade da MMGD usualmente é avaliada em termos da redução que ele obterá na sua fatura mensal de energia elétrica, não se vislumbram reflexos dessa receita adicional do gerador, a menos que os empreendedores utilizem a receita adicional trazida pelos CELs para reduzir o custo cobrado dos consumidores para aderir a uma solução de MMGD.

8.1.6 Subsídios ao carvão nacional

8.1.6.1 Descritivo

A Lei nº 10.438/2002 criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados através de subsídios, como aquele às fontes incentivadas, ao carvão nacional, à geração em sistemas isolados e à universalização do serviço de energia elétrica no território nacional.

Esse subsídio consiste na cobertura de até 100% do valor do carvão, incluindo o combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina. Entretanto, em 2017 a Lei foi alterada de modo a permitir que a cobertura seja limitada aos valores médios desembolsados nos anos de 2013, 2014 e 2015, e também a critérios de eficiência.

Tendo em vista a baixa atratividade da fonte, a contratação de usinas novas ou existentes dependeria de intervenção por meio de política pública. A contratação poderia ocorrer até 2050, ano da meta de neutralidade nas emissões de gases de efeito estufa e tempo suficiente de transição para outros usos do carvão.

8.1.6.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver elevação do valor dos combustíveis principal e secundário, com reflexos na CDE e, portanto, na tarifa dos consumidores cativos e livres.

A ressalva fica por conta da limitação da cobertura dos custos pelos valores históricos desembolsados, pela previsão em Lei do fim do subsídio em 2027, e pela expectativa então existente de que as usinas pudessem ser descomissionadas com o término de seus contratos.

Este cenário começou a mudar com a publicação da Portaria nº 461/2020, em que o MME criou o Programa Para Uso Sustentável do Carvão Mineral Nacional, cujo objetivo é a manutenção da atividade de mineração na região Sul através da sustentabilidade ambiental, manutenção da atividade econômica da indústria carbonífera e a substituição de termelétricas antigas por novas e modernas à carvão mineral.

Além da redução das emissões por meio da modernização do parque gerador, há a previsão da recuperação das áreas degradadas pela atividade de mineração, que poderiam gerar créditos de compensação de emissões (*offsets*), se estes fossem permitidos no SCE.

8.1.7 Programa de Transição Energética Justa

8.1.7.1 Descritivo

Trata-se da política de ajuda ao setor carbonífero de Santa Catarina aprovada por meio da Lei nº 14.299, de 05 de janeiro de 2022, em que a União deverá prorrogar a autorização do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em Santa Catarina, por 15 anos a partir de 1º de janeiro de 2025. Na prorrogação, o MME irá assinar um contrato de compra de energia de reserva da usina a carvão em quantidade suficiente para consumir o volume da aquisição de combustível estipulado em contratos vigentes na data de publicação da futura lei.

O contrato de compra deverá conter uma receita fixa suficiente para cobrir os custos associados à geração com carvão. A compra do carvão deverá se concentrar em Santa Catarina (no mínimo 80% anualmente).

Em paralelo, o Programa de Transição Energética Justa (TEJ) preparará Santa Catarina para o provável encerramento, até 2040, da atividade de geração termelétrica a carvão mineral. Um Conselho composto por representantes do governo, trabalhadores



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

e empresas definirá o TEJ e a destinação de recursos ao desenvolvimento de atividades necessárias ao fechamento das minas de carvão, e reposicionamento das atividades econômicas. Mas poderá considerar o desenvolvimento tecnológico visando o uso do carvão mineral da região em outras finalidades, ou a continuidade da geração termelétrica a carvão com emissões líquidas de carbono iguais a zero a partir de 2050.

8.1.7.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver a elevação dos custos do carvão nacional, com reflexos no contrato de energia de reserva da usina e, conseqüentemente, dos custos com o encargo de energia de reserva pago por consumidores cativos e livres.

No novo período, de suprimento o Complexo não fará jus aos reembolsos pela utilização de carvão mineral via CDE. Porém, esta redução no encargo poderá ser neutralizada pela elevação dos custos compulsórios embutidos na contratação da energia de reserva.

8.1.8 Conta de Consumo de Combustíveis

8.1.8.1 Descritivo

A Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, regulamenta a Conta de Consumo de Combustíveis, que consiste em um subsídio para aliviar os altos custos de geração de energia nos sistemas isolados. A CCC é uma das rubricas de custo da CDE, tendo em vista o caráter de universalização de acesso à energia elétrica no território nacional. Esse subsídio cobre a diferença entre o custo da energia contratada nos sistemas isolados e o preço médio da energia no ACR do sistema interligado. Para 2022, este preço de cobertura foi estabelecido em R\$ 274,01/MWh, bem abaixo dos custos de operação das usinas térmicas que atendem os sistemas. Assim, o orçamento preliminar apresentado pela ANEEL prevê o pagamento de encargos da CCC na ordem de R\$ 10,3 Bilhões.

8.1.8.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver uma elevação de seus custos – justamente a fonte que atende a maior parte dos sistemas isolados, com reflexos no custo dos contratos e, conseqüentemente, do subsídio pago pelos consumidores livres e cativos do Sistema Interligado.

8.1.9 Isenção do PIS/COFINS para termelétricas do PPT e importação de GNL

8.1.9.1 Descritivo

Essas isenções foram sendo concedidas ao longo do tempo e tiveram como pano de fundo episódios distintos: no caso do gás natural, a primeira isenção foi concedida por meio da Lei nº 10.312, de 27 de novembro de 2001, durante o racionamento, e abarcou as usinas térmicas do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), mas em



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

2011 a isenção foi estendida a toda a cadeia de fornecimento do gás natural canalizado.

Em 2008, o uso de GNL passou a ser estudado como uma alternativa para as usinas a gás que não mais poderiam manter com a Argentina os contratos de importação do combustível canalizado. Nesta mesma época, foi estabelecida a isenção do PIS/COFINS de importação sobre o GNL, por meio da Lei nº 11.727, de 23 de junho de 2008. Finalmente, em 2013, Decreto do governo federal isentou do PIS/COFINS todo o carvão mineral destinado à geração de energia, e não apenas as usinas enquadradas pelo PPT.

8.1.9.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Não foram identificadas interações diretas entre esta política e um possível novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais. Porém, sua perpetuação interfere na competitividade entre as fontes e vai na contramão da sinalização que venha a ser dada por um mecanismo que busque valorizar externalidades ambientais. A concessão de isenções tributárias deve ser aplicada em casos específicos, como na urgência de viabilizar confiabilidade ao sistema através de termelétricas. Por outro lado, cabe destacar que as usinas que utilizam combustíveis fósseis são relevantes para a manutenção da segurança de suprimento, de modo que retirar por completo instrumentos que hoje contribuem para a viabilidade econômico-financeira dos projetos, pode prejudicar sua manutenção na matriz de geração ou mesmo desincentivar a entrada de novos projetos.

Em casos de contratação compulsória, como os leilões de energia de reserva de capacidade, a manutenção de isenções tributárias pode contribuir para a redução de encargos, e consequentemente da tarifa aplicada a todos os consumidores.

8.1.10 Isenção de P&D

8.1.10.1 Descritivo

A Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre a realização de investimentos em P&D e eficiência energética por parte dos agentes do setor elétrico. Este recurso foi um importante instrumento para o avanço da tecnologia aplicada às energias renováveis e suas consequências na operação e no mercado de energia.

8.1.10.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Não foram identificadas interações diretas entre esta política e um possível novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais. Porém há objetivos em comum de fomento às tecnologias de baixo carbono.

A regra estabelece a aplicação anual de no mínimo 1% de suas receitas operacionais líquidas em projetos. A exceção ocorre para empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e cogeração qualificada.

Ou seja, a isenção do pagamento deste encargo se configura diretamente como uma valoração dos benefícios ambientais. Porém, com o crescimento da participação destas fontes na matriz elétrica e encerramento de contratos vigentes de outras fontes, avanços tecnológicos podem ficar comprometidos pela menor alocação de recursos.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

8.1.11 Preços de curto prazo e encargos

8.1.11.1 Descritivo

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para a liquidação das diferenças entre produção/consumo e seus contratos, reflete o Custo Marginal de Operação (CMO), mas limitado por um piso e um teto.

8.1.11.2 Possíveis interações com o novo mecanismo

Políticas que precificam as emissões dos combustíveis usados por termelétricas afetarão o Custo Variável Unitário (CVU) de operação dessas usinas e, por consequência, o CMO e o PLD – ver seção 8.4. Assim, agentes que ficarem expostos ao mercado de curto prazo podem ser negativamente impactados e, possivelmente terão um incentivo para manterem-se contratados.

No caso do ACR, a exposição ao PLD vem através, por exemplo, do risco hidrológico alocado às distribuidoras através das cotas de garantia física, Itaipu e das usinas que repactuaram seu risco hidrológico. Entretanto, existe um descasamento temporal entre o PLD e o momento em que os consumidores percebem esse aumento de custos, podendo elevar os índices de reajustes.

No caso do ACL, maiores preços de curto-prazo tendem a impactar os preços dos contratos firmados nesse ambiente (especialmente os de menor duração), pelo aumento da percepção de risco da exposição contratual.

Além disso, o custo do Encargo de Serviço e Sistema (ESS) e do Encargo de Energia de Reserva (EER) podem ser impactados.

No caso do primeiro, o ESS custeia a diferença entre CVU e PLD de usinas que são despachadas fora da ordem de mérito. Dependendo do nível do PLD quando a térmica foi acionada, o ESS pode ser impactado uma vez que o CVU das térmicas poderia ser afetado em função do mecanismo de valoração de benefícios ambientais.

No caso do EER, a energia gerada pelas usinas contratadas pela modalidade de reserva é liquidada ao PLD. Portanto, se o PLD aumentar como efeito do mecanismo, a renda spot da geração contratada como reserva tenderia a aumentar e, por consequência, o EER reduziria. Estes encargos são rateados para consumidores cativos e livres.

8.1.12 Sumário

Política vigente	Relações com um novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais
PROINFA	Se usinas do PROINFA puderem vender certificados, estes devem ser considerados nas receitas do programa, o que reduziria os custos arcados por consumidores livres e cativos. Ainda, estas usinas não possuem descontos na TUST/D, e a prorrogação dos contratos é condicionada à extinção deste subsídio. Assim, a princípio, estas usinas estariam elegíveis ao mecanismo de valoração dos benefícios ambientais previsto na Lei nº 14.120/2021
Descontos na TUST/D	O impacto do novo mecanismo de valoração dos benefícios ambientais é imediato: término da concessão de subsídios tarifários.

REIDI	<p>O REIDI é aplicável a qualquer empreendimento de geração, independentemente da fonte e do ambiente de contratação. A desoneração fiscal, aliada ao mecanismo de valoração de benefícios ambientais, pode contribuir ainda mais para a expansão das fontes renováveis.</p> <p>Por outro lado, como ele também é válido para fontes emissoras de GEE, inclusive na produção e processamento de gás natural, vai na contramão da sinalização que venha a ser dada pelo novo mecanismo.</p> <p>Leilões do ambiente regulado: novos leilões poderão refletir, em seu preço teto, os efeitos do mecanismo que vier a ser desenhado para consideração dos benefícios ambientais. Esses efeitos refletirão no custo da energia contratada e, por consequência, nas tarifas de energia do mercado regulado.</p>
Leilões por fonte	<p>Leilões de reserva: caso a adoção do sistema de comércio de emissões leve a um sobrecusto para usinas termelétricas, afetando a viabilização de novos empreendimentos através dos leilões de energia nova, estes custos serão rateados entre os consumidores dos ambientes regulado e livre.</p> <p>Se o novo mecanismo permitir a participação de MMGD com venda de certificados de energia limpa, por exemplo, a possibilidade de receita adicional consistiria em um incentivo a mais para a implantação de novos empreendimentos.</p>
Geração distribuída e <i>net-metering</i>	<p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver elevação do valor dos combustíveis principal e secundário, com reflexos na CDE e, portanto, na tarifa dos consumidores cativos e livres.</p>
Subsídios ao carvão nacional	<p>A ressalva fica por conta da limitação da cobertura dos custos pelos valores históricos desembolsados, pela previsão em Lei do fim do subsídio em 2027, e pela expectativa então existente de que as usinas pudessem ser descomissionadas com o término de seus contratos.</p> <p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver elevação dos custos do carvão nacional, com reflexos no contrato de energia de reserva da usina e, conseqüentemente, dos custos com o encargo de energia de reserva pago por consumidores cativos e livres.</p>
Transição Energética Justa	<p>Caso o SCE seja implementado compreendendo, em seu escopo de regulação, os combustíveis para geração de eletricidade, pode haver uma elevação de seus custos – justamente a fonte que atende a maior parte dos sistemas isolados, com reflexos no custo dos contratos e, conseqüentemente, do subsídio pago por todos os consumidores.</p> <p>Não foram identificadas interações diretas entre esta política e um possível novo mecanismo para valoração de benefícios ambientais.</p>
Conta de Consumo de Combustíveis	<p>Porém, sua perpetuação interfere na competitividade entre as fontes e vai na contramão da sinalização que venha a ser dada por um mecanismo que busque valorizar externalidades ambientais.</p> <p>Há objetivos em comum de fomento às tecnologias de baixo carbono: a isenção do pagamento deste encargo (para empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e cogeração qualificada) se configura diretamente como uma valoração dos benefícios ambientais.</p>
Isenção de PIS/COFINS	<p>No ambiente regulado, a exposição ao PLD vem através, por exemplo, do risco hidrológico alocado às distribuidoras por cotas de garantia física, Itaipu e das usinas que repactuaram o risco hidrológico.</p>
Isenção de P&D	<p>No ambiente livre, maiores preços de curto-prazo impactam os preços dos contratos firmados nesse ambiente (especialmente os de menor duração), pelo aumento da percepção de risco da exposição contratual.</p>
Preços de curto prazo e encargos	



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

8.2 Geração de energia nos sistemas isolados

Atualmente diversas localidades fazem parte dos chamados sistemas isolados, ou seja, não fazem parte da rede de conexão do Sistema Interligado Nacional. A maior parte das localidades isoladas encontra-se na região Norte, onde a vasta extensão territorial a ser percorrida para atendimento a pequenas comunidades, combinada à diversas barreiras geográficas, muitas vezes impedem técnica e economicamente a passagem de linhas de transmissão¹⁶⁰.

Como alternativa para universalização do serviço de eletricidade, são instaladas nessas localidades usinas termelétricas, em sua maioria movidas a óleo diesel, dada a maior facilidade na logística do combustível.

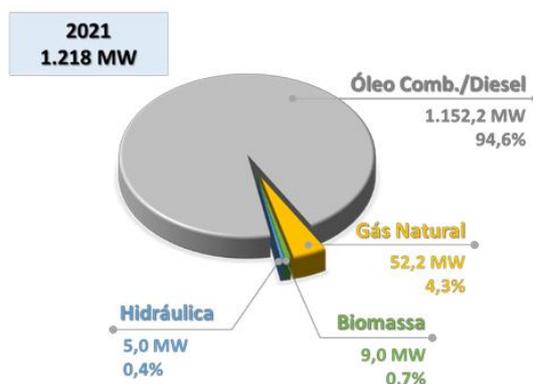


Figura 58 – Capacidade instalada nos sistemas isolados em 2021¹⁶¹

Os entraves tecnológicos e logísticos resultam em um elevado custo de operação destas usinas. Em muitos casos o combustível é transportado através dos rios da região, e o frete é incluído nos custos repassados ao consumidor, considerando impostos.

Deste modo, como visto na seção 8.1.8, a Conta de Consumo de Combustíveis foi estabelecida como um subsídio, dentro da CDE, para aliviar os altos custos de geração de energia nos sistemas isolados. Os usuários do sistema isolado pagam os custos de geração até o limite de preço do *ACRmed*¹⁶², e o restante é coberto pela CCC, pago por todos os consumidores do sistema interligado, exceto aqueles de Baixa Renda.

Caso o SCE inclua estas usinas no seu escopo de regulação, há a possibilidade de sobrecusto para a CCC e, conseqüentemente, para todos os consumidores. Note que, como sua cobertura está limitada ao *ACRmed*, os usuários do sistema isolado não seriam diretamente impactados pelo sobrecusto.

Ao contrário do restante da operação, um custo adicionado ao CVU não alteraria a ordem de despacho, evitando maior emissão de carbono, pois o atendimento elétrico é realizado exclusivamente pela térmica localmente disponível – justamente por se tratar de sistemas isolados da malha de transmissão de energia do SIN.

Caso haja algum tipo de custo pelas emissões, a receita adicional do gerador ou à CCC poderia ser alocada em alguns programas, como:

¹⁶⁰ Também há o caso da ilha de Fernando de Noronha, cuja distância até o continente e o turismo ecológico demandam soluções para o abastecimento isolado.

¹⁶¹ Fonte: DPL-REL-0386/2021 – PLANO ANUAL DA OPERAÇÃO ENERGÉTICA DOS SISTEMAS ISOLADOS PARA 2022 – PEN SISOL 2022. ONS, Outubro de 2021.

¹⁶² O custo médio da energia comercializada no ambiente regulado.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

- Substituição ou complementariedade por fontes renováveis: geradores cobririam parte da demanda do sistema através de fontes alternativas, reduzindo as emissões e eventualmente sendo aptos a emissão de CELs. A renda com a comercialização destes certificados poderia ser transferida à CCC como forma de redução do encargo.
- Fundo para obras de interligação: a interligação de uma localidade ao SIN, além de reduzir a dependência termelétrica, e conseqüentemente suas emissões, reduziria diretamente encargos do sistema.
- Promoção de eficiência energética: a quantidade de emissões do sistema isolado está diretamente ligada com o crescimento da carga destas localidades. Portanto, a redução de emissões pode ser alcançada pelo lado da demanda com programas de combate ao desperdício e efficientização dos aparelhos e equipamentos utilizados na comunidade.

Cabe ressaltar que nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Sistema Isolado (CCESI), o gerador recebe uma receita fixa pela disponibilidade da usina, e o restante dos custos são arcados pela CCC. Portanto, eventual redução da produção da usina causada pela efficientização da carga ou conexão da rede não traz impacto sobre a renda do gerador.

Note que todos os impactos da adoção de uma política de valoração de benefícios ambientais citados até o momento trariam pouco ou nenhum impacto financeiro ao empreendedor.

Uma forma de incentivo à participação destes geradores no mercado de carbono encontra-se na Resolução Normativa nº 961/2021, que estabelece critérios para a adição de unidades geradoras de fonte renovável em centrais existentes nos sistemas isolados. A redução observada entre o custo de referência do contrato e o custo de geração pela fonte renovável será compartilhado, sendo 70% para os empreendedores e 30% para compradores.

No âmbito do SCE, se permitida a utilização de créditos de compensação (*offsets*) originados pela geração renovável, os mesmos poderiam ser utilizados para compensação das emissões da própria usina, ou comercializados, aumentando a atratividade por este tipo de solução.

8.3 Impactos da precificação do carbono na abertura de mercado

Conforme discutido na seção anterior, a implantação de um mecanismo para valoração de benefícios ambientais pode ocasionar em aumento de custos com encargos setoriais, pagos tanto pelo mercado livre quanto pelo mercado cativo, ou mesmo impacto nos preços da energia contratada em leilões regulados.

i. Sistema de comércio de emissões

Se o mecanismo for um sistema de comércio de emissões, e assumindo que combustíveis fósseis para geração de energia façam parte do escopo de regulação, espera-se o aumento do custo variável unitário de geração das usinas termelétricas. Esse aumento poderia ter reflexos:

- No custo da contratação da energia dessas usinas, nos leilões regulados para atendimento ao mercado cativo. É importante ressaltar que esse impacto



- poderia afetar também usinas com contratos já firmados, sendo potencialmente necessária a revisão do preço para a manutenção do equilíbrio do contrato;
- No custo da contratação dessas usinas na modalidade por reserva de capacidade, para atendimento às necessidades sistêmicas de potência – pagos tanto pelos consumidores cativos quanto livres;
 - No custo do subsídio ao carvão mineral nacional, coberto hoje pela CDE – paga tanto pelos consumidores cativos quanto livres;
 - No preço do contrato de energia de reserva a ser firmado pelo Ministério de Minas e Energia com o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda a partir de 1º de janeiro de 2025, conforme Projeto de Lei nº 712/2019, recentemente aprovado. Esse encargo é pago por consumidores livres e cativos;
 - No custo da Conta de Consumo de Combustíveis, que subsidia o custo total da geração de energia elétrica nos sistemas isolados, e que faz parte das rubricas de custo da CDE.

Além disso, ao afetar o CVU das usinas e, por consequência, o CMO e o PLD, o SCE traz impactos aos agentes expostos ao preço de curto prazo.

No caso do mercado cativo, a exposição ao PLD vem através, por exemplo, do risco hidrológico. Entretanto existe um descasamento temporal entre o momento de vigência de um determinado PLD e o momento em que os consumidores percebem esse preço (que é, basicamente, na data do reajuste ou revisão tarifária da distribuidora, que ocorre uma vez ao ano).

No caso do mercado livre, maiores preços de curto prazo tendem a impactar os preços dos contratos firmados nesse ambiente, especialmente aqueles de menor duração e firmados *ex-post*.

Em um contexto de elevação de custos de contratação de energia aos consumidores cativos, estes procurariam migrar para o mercado livre a fim de buscar melhores preços para a energia.

Se essa migração não for possível por uma questão de não atendimento aos requisitos legais para migração, uma via alternativa seria a adesão a sistemas de Micro e Mini Geração Distribuída, especialmente com a possibilidade de usufruir da sistemática de *net-metering*.

Em outras palavras, se a abertura de mercado não for aprovada antes da implementação do SCE e se não forem tomadas medidas para mitigar ou conter os efeitos acima listados, espera-se um crescimento ainda mais expressivo da MMGD e/ou uma maior pressão dos consumidores para que a abertura de mercado se concretize.

Por outro lado, para os consumidores que já estão no mercado livre, como estes seriam afetados pela alta nos encargos setoriais, uma alternativa à redução de custos seria a adesão a algum arranjo de autoprodução.

Lembramos que consumidores equiparados a autoprodutores pagam encargos setoriais como a CDE e o encargo de lastro na proporção ao seu consumo líquido, isto é, não pagam por encargos setoriais na parcela de seu consumo que é suprido por geração própria¹⁶³.

¹⁶³ É importante ressaltar que no arranjo mais comum, onde consumidores participam de Sociedades de Propósito Específico titulares de empreendimentos de geração, as unidades consumidoras só irão se



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Finalmente, é plausível concluir que os consumidores livres que optam por deixar parte de seu consumo descontratado para firmar contratos de curto prazo *ex-post* reavaliassem essa estratégia, com o efeito esperado nos preços de curto prazo.

ii. Certificados de Energia Limpa

Agora, se o mecanismo a ser adotado for o comércio de certificados de energia limpa, entendemos que os efeitos para o setor elétrico estariam concentrados em um aumento de competitividade das fontes elegíveis.

Se a aquisição dos CEL, pelo lado dos consumidores, for compulsória, eles perceberão esses custos quer façam parte do mercado cativo ou livre e, nesse sentido, não identificamos efeitos colaterais desse mecanismo no processo de abertura de mercado.

Porém, caso a obrigação da aquisição dos CELs considere que consumidores com geração própria ou com Micro e Mini Geração Distribuída teriam obrigações proporcionais ao seu consumo líquido, vislumbramos um aumento nas adesões a arranjos de autoprodução e MMGD.

8.4 Impactos da precificação de emissões na ordem de mérito econômico

Conforme mencionado anteriormente, um primeiro efeito da precificação de emissões na ordem de mérito econômico é sobre os custos de combustíveis utilizados pelas termelétricas. Essa rubrica de custos usualmente fica alocada na parcela variável dos custos de operação¹⁶⁴.

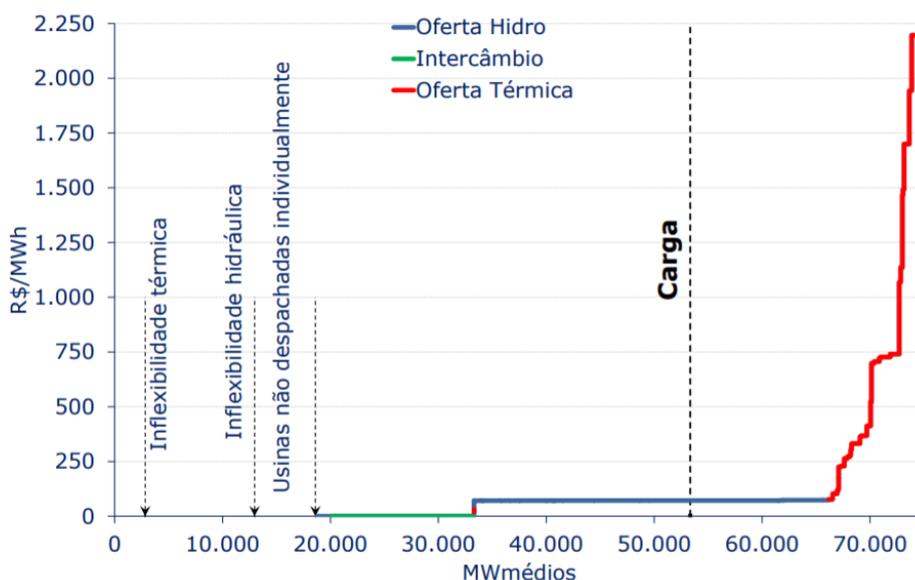


Figura 59 – Ordem de mérito econômico¹⁶⁵

O despacho das usinas realizado pelo ONS é baseado no acionamento dos recursos de geração por ordem crescente de custos. Nesse sentido, e de forma simplificada, os

beneficiar dessa isenção nos encargos setoriais se tiverem demanda contratada igual ou superior a 3 MW.

¹⁶⁴ A menos que a usina tenha algum nível de inflexibilidade operacional, onde o custo do combustível associado a essa inflexibilidade costuma estar alocado na receita fixa da usina.

¹⁶⁵ Fonte: [Info PLD](#), CCEE. Primeira semana operativa de janeiro de 2022. Submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

recursos de geração são empilhados, do menor para o maior custo de geração, e são acionados aqueles necessários para atender a demanda – ver Figura 59.

Pelo exemplo, observa-se que a oferta térmica (partes vermelhas da curva) está situada majoritariamente na faixa de CVUs acima de R\$ 100/MWh. Observa-se também que o formato da curva, neste segmento, é praticamente vertical. O que aponta para grandes “saltos” de CVU entre determinadas faixas de oferta disponível (por exemplo, observa-se um primeiro grande salto na faixa de 70 GW médios).

Se considerarmos que com a vigência de um SCE haveria um aumento no CVU das usinas térmicas, e que esse aumento dependeria da intensidade de emissão dos combustíveis e do nível de geração termelétrica, a tendência seria que fosse acentuado o perfil já existente da curva, com as térmicas se isolando cada vez mais nas faixas de CVUs mais elevados e, possivelmente, a manutenção dos “saltos” nos CVUs entre determinadas faixas de potência.

Um segundo efeito seria no cálculo dos custos de oportunidade dos geradores hidroelétricos, também conhecidos como “valor da água”, calculados a cada execução dos modelos computacionais utilizados na programação da operação eletroenergética – modelos Newave e Decomp.

Tais custos de oportunidade são influenciados pelos custos variáveis das usinas termoelétricas. Afinal, ao alterar os custos da geração termoelétrica, a oportunidade de armazenar água nos reservatórios será avaliada sob este novo conjunto de custos. A consequência, em termos de operação do sistema e formação de preços de curto prazo, seria a eventual mudança na ordem de mérito econômico do despacho, onde o resultado esperado é a elevação dos preços de curto prazo.

8.5 Harmonização com as iniciativas atualmente em curso

Desde a apresentação do Plano Nacional sobre Mudança do Clima em 2008, o governo busca iniciativas para desenvolvimento de ações que permitam a transição para uma economia de baixa emissão de carbono. Além do setor elétrico, o plano busca promover a eficiência energética, o aumento da taxa de biocombustíveis na matriz de transportes e a recuperação e preservação da cobertura florestal no território. Porém, até o momento poucas iniciativas foram apresentadas para a aceleração da redução da emissão de GEE e cumprimento das metas internacionais.

No setor elétrico, a expansão das fontes renováveis, conforme abordado na seção 8.1.2, se deu principalmente através dos descontos na tarifa de conexão dos geradores, extensivo aos consumidores que assumiram a contratação dessa energia. O aumento da competitividade permitiu o protagonismo destas usinas na expansão do mercado livre.

Porém, sendo um subsídio pago nas tarifas, estes descontos pesaram nos custos dos consumidores. Sendo assim, a Lei nº 14.120/2021 definiu um período de transição para o fim dos descontos. Ainda, como forma de reconhecimento destas fontes no processo de descarbonização e a manutenção da atratividade desta indústria, foi estabelecida a implantação de mecanismo para a consideração dos benefícios ambientais destas fontes alternativas.

Importante notar que foi estabelecido o prazo até o final de fevereiro de 2022 para que as diretrizes fossem apresentadas pelo Poder Executivo. A partir das diretrizes, o



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

mecanismo ainda demandará um período para discussão e implementação dos procedimentos, para só então entrar em vigor.

Ou seja, a partir de março de 2022 há o risco dos novos empreendimentos que solicitarem suas outorgas, além de não serem elegíveis aos descontos de conexão, não poderem inserir as expectativas de receita com o mecanismo em seu plano de negócio, trazendo imprevisibilidade regulatória.

Outra previsão da Lei nº 14.120/2021 é a possibilidade da integração do mecanismo estabelecido ao setor elétrico com outros setores. Isto facilitaria a participação do setor elétrico no SCE ora proposto, com a possibilidade de venda de crédito para outras atividades e consequente fortalecimento do setor.

8.5.1 Renovabio, I-REC e REC Brasil

Como exemplo, temos já em funcionamento o programa Renovabio, aplicado às distribuidoras de combustíveis. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis define metas obrigatórias individuais de redução de emissões para cada distribuidora em função de sua participação de mercado. Os créditos, chamados CBIOS, podem ser negociados bilateralmente para o atingimento das metas.

Havendo uma efficientização geral do setor, poderá ocorrer uma sobre oferta de CBIOS, reduzindo a atratividade do sistema de comércio dos créditos, restando ao programa apenas a definição de metas de redução. A possibilidade de interação com as demais atividades produtivas garantiria a atratividade econômica do programa.

Já o mecanismo de venda de certificados é aplicado à produção de energia no Brasil através dos selos I-REC e REC Brasil. Geradores que utilizam fontes alternativas, e que cumprem determinados Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas, emitem Certificados de Energia Renovável que podem ser negociados bilateralmente até a sua utilização por um consumidor, que atestará sua contribuição para a manutenção de uma matriz renovável.

As usinas de MMGD também são elegíveis para a venda desses certificados. Conforme discutido na seção 8.1.5, esta renda adicional aumenta a atratividade dos sistemas, contribuindo para a expansão da modalidade. É importante salientar que o sistema de *net-metering* traz benefícios ao consumidor ao abater do seu consumo créditos pela energia gerada, reduzindo sua própria conta de eletricidade ao não pagar diversas componentes da tarifa. Ou seja, a venda de créditos oriundos da MMGD não traria nova fonte de receita para o sistema, mas somente para os titulares das usinas. Inclusive, a Lei nº 14.300/2022¹⁶⁶ determina que o CNPE estabeleça diretrizes para a valoração dos custos e dos benefícios da MMGD para o sistema elétrico, incluídos os locais compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição. Nota-se que não há menção à valoração de benefícios ambientais como disposto pela Lei 14.120/2021, e a MMGD, que já é subsidiada pelo sistema, não deveria entrar no escopo de regulação do SCE.

8.5.2 O Projeto de Lei n.º 2148/2015

De modo a promover a segurança jurídica e estabilidade regulatória dos sistemas de controle e comércio de emissões de GEE, é importante que as diretrizes sejam

¹⁶⁶ Conversão do Projeto de Lei n.º 5.829/2019 em Lei.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

estabelecidas em legislação. Assim, diversos projetos de lei foram propostos nos últimos anos sobre o tema, com destaque para o PL 2.148/2015. Nele foram pensados diversos outros projetos, reunindo em uma só discussão as premissas para a criação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE), do registro e contabilização dos projetos e dos incentivos tributários para a transição para uma economia de baixo carbono.

O projeto encontra-se em discussão no Plenário da Câmara dos Deputados e, em caso de aprovação, ainda será apreciado pelo Senado Federal. Em 16 de dezembro de 2021, a relatora da matéria, Deputada Carla Zambelli, apresentou novo Parecer Preliminar de Plenário, cujo texto define novas diretrizes sobre o SBCE, que serão comentadas a seguir:

Governança

A implantação e operação do SBCE demandará a articulação entre diversas instituições, que estabelecerão desde as regras de definição das metas globais até a operacionalização das plataformas de contabilização das emissões.

Será competência exclusiva da União a definição das metas e regulação do tema, sendo vedada a tributação de emissões e dupla regulação institucional. Por meio do Ministério da Economia, será designado o órgão competente para emissão e registro das permissões, gestão dos leilões e plataforma de comercialização e publicação dos dados do mercado regulado. Estas funções podem ser delegadas, total ou parcialmente, a entes de direito privado, sob supervisão da Autoridade Competente.

O Comitê Interministerial sobre a Mudança do Clima, estabelecido pelo Decreto nº 10.845, de 25 de outubro de 2021, com a finalidade de estabelecer as diretrizes, articulação e coordenação das políticas públicas relativas à mudança do clima, designará o órgão que desempenhará a função de Autoridade Competente.

A governança do SBCE será exercida por órgão colegiado de caráter deliberativo, consultivo, normativo e recursal, responsável pela aprovação dos normativos, do Plano Nacional de Alocação e regras de operação do SBCE. O órgão será composto por representantes do Comitê Interministerial sobre a Mudança do Clima e representantes dos setores com atividades reguladas, que deverão ocupar no mínimo 40% dos assentos. Serão criadas câmaras temáticas, com participação do governo, instituições setoriais, academia e consultores com objetivo de oferecer subsídios técnicos.

Benefício ambiental avaliado

O SBCE tem como principal benefício esperado a estabilização ou diminuição da concentração de GEE na atmosfera por meio de incentivo socioeconômico à realização de atividades com menor emissão. Define-se como GEE gases presentes na atmosfera, naturais ou produzidos pelo homem, que absorvem e refletem radiação infravermelha, relatados no Inventário Nacional de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa não Controlados pelo Protocolo de Montreal.

Benefícios ambientais alternativos, obtidos através do uso do solo, atividades florestais ou agropecuárias e recuperação de vegetação nativa poderão ser considerados como Redução Verificada de Emissões (RVE), que poderão ser negociadas dentro do mercado regulado.

Estabelecimento da meta

As regras e metas deverão ser realizadas de forma global e setorial, estabelecendo limites quantitativos de emissão relativos ao SBCE. O Plano Nacional de Alocação



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

deverá estabelecer cronograma faseado e gradual, com definição de duração e trajetória anual dos limites de emissão para dois períodos de conformidade subsequentes e divulgação com antecedência de pelo menos doze meses em relação ao início de cada período de conformidade.

Alocação das permissões e proteção à competitividade

O Plano Nacional de Alocação definirá a alocação da Permissão de Emissão de GEE (Per-GEE), especificando as formas onerosas e gratuitas de alocação. As Permissões poderão ser adquiridas através de leilões ou no mercado secundário, inclusive com entes não regulados.

Deverá ser adotado mecanismo de proteção contra fuga de emissões em setores sob risco à competitividade internacional, através da alocação gratuita, privilegiando instalações com menor intensidade de carbono, e de ajuste de fronteira. Este ajuste de fronteira consiste na precificação de produtos importados com produção mais intensiva que a nacional, que deverá ser compensada pela aquisição de compensações.

Escopo de regulação

O Poder Executivo, ouvida a estrutura de governança do SBCE, definirá os setores, entes e GEE a serem regulados. Diferentes atividades podem ser incluídas no escopo de regulação ao longo das fases a serem estabelecidas.

O projeto define que Micro e Pequenas Empresas, bem como setores regulados por outras políticas de precificação de emissões de GEE, bem como atividades agropecuárias, florestais ou empreendimentos relacionados ao uso alternativo do solo, desenvolvidos no interior de propriedades rurais (exceto se pertencentes a empresas com atividades reguladas pelo SBCE), não farão parte do escopo de regulação.

Utilização de Offsets

O Plano Nacional de Alocação definirá um percentual máximo, não inferior a 25%, para aquisição de RVEs por parte dos setores regulados. Caso sejam utilizadas RVE para compensação de permissões, essas deverão provir preferencialmente de projetos relacionados à conservação e recuperação da vegetação nativa.

Plataformas de Comercialização e Monitoramento, Relato e Verificação

O processo de comercialização será realizado através do Registro Nacional Integrado de Compensações de Emissões de Gases de Efeito Estufa (RNC-GEE), contendo os projetos reconhecidos para redução e remoção de GEE e das RVEs, e a contabilidade de transações de RVE.

O processo de MRV será realizado através da plataforma de Registro de Relato Operacional de Emissões de Gases do Efeito Estufa (RRO-GEE). Será avaliado o custo-efetividade do sistema: obrigação de relato de emissões e participação no SBCE quando ultrapassados limites de emissões pela entidade.

Estabilidade de preços

As regras de alocação e comercialização das permissões devem prever a utilização de mecanismos de estabilidade do incentivo econômico de preços. Para tanto, deverão ser definidas previamente bandas de preços para cada ano do período de compromisso.

Como mecanismo de estabilização poderão ser utilizados, como exemplo, leilões extraordinários, reservas de contenção, empréstimos de permissões futuras e prazo de validade para as permissões.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Utilização de receitas

As receitas auferidas com os leilões de permissões serão destinadas, prioritariamente, para (i) operacionalização e manutenção do SBCE, (ii) investimento em pesquisa e desenvolvimento e fomento de tecnologias de baixo carbono e (iii) financiamento às atividades relacionadas à Política Nacional de Mudanças do Clima.

Eventuais recursos provenientes da aplicação de sanções administrativas serão aplicados nas atividades (ii) e (iii) mencionadas. A destinação da receita será definida em planos anuais de aplicação propostos pela Autoridade Competente, ouvida a estrutura de governança do SBCE.

Cabe ressaltar que a proposta prevê a vedação da tributação de emissões.

Cronograma de implementação

O Mercado Regulado de Carbono deverá ser regulamentado em até dois anos a partir da publicação da Lei. Os sistemas de registro, controle e comercialização instituídos pelo RRO-GEE e RNC-GEE devem ser organizados para funcionamento em até 180 dias a partir da definição de sua regulamentação.

Importante destacar os avanços presentes na proposta legislativa. Diversos tópicos para a operacionalização do SBCE, de caráter regulatório, ainda deverão ser tratados pela Autoridade Competente e demais órgãos a serem delegados pelo Estado. Cabe ressaltar a essencial participação da sociedade e das instituições representativas dos setores que serão regulados nas discussões, através de consultas públicas e workshops, de modo a garantir a plena participação e eficácia na implantação do sistema.

O processo de aprovação pelas casas legislativas e posterior regulamentação poderá ocorrer durante anos, enquanto o setor elétrico demanda urgência na definição de seu mecanismo de valoração dos benefícios ambientais para substituição da política de descontos de conexão às fontes renováveis. Apesar do PL 2.148/2015 prever que outros setores regulados não farão parte do escopo de regulação do SBCE, a Lei nº 14.120/2021 prevê futura integração com mecanismos definidos a outros setores.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

9 SIMULAÇÃO DA EXPANSÃO E OPERAÇÃO DO SIN CONSIDERANDO A PRECIFICAÇÃO DE EMISSÕES

9.1 Introdução

Nesta seção serão apresentadas análises de diferentes cenários de expansão, em conjunto com a simulação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) para estes mesmos cenários de expansão. A descrição dos casos simulados é feita na seção 9.1.1. A seção 9.2 mostra os resultados obtidos para a expansão da oferta de geração do SIN. A seção 9.3 traz os resultados da simulação da operação energética do SIN, para os mesmos cenários de expansão da seção 9.2.

9.1.1 Procedimento utilizado para as simulações

A elaboração dos cenários de expansão apresentados neste relatório é baseada em modelos de otimização da expansão e operação, cuja metodologia é descrita no Anexo A. Um caso de expansão de referência foi utilizado, cujas premissas foram são descritas no Anexo A.

Para avaliar as diferentes alternativas de expansão, com diferentes níveis de precificação de emissões, foi feito o seguinte exercício: partindo da expansão do caso de referência, supõe-se que as usinas termoelétricas a carvão, atualmente existentes no SIN, podem sair de operação nas datas de vencimento de seus contratos. Então, é feita uma nova rodada de expansão, para avaliar a eventual substituição destas usinas – o modelo de expansão possui as opções de recontratar estas usinas a carvão ou construir novos geradores, de qualquer fonte.

As rodadas adicionais da expansão foram feitas utilizando um intervalo de preços de emissões que atinge os 300 R\$/tCO₂, com discretizações de 50 R\$/tCO₂.

9.2 Análise sobre a expansão da oferta de geração até 2040

A Figura 60 apresenta a expansão obtida para o caso de referência, que foi utilizada como ponto de partida para as demais simulações apresentadas nesta seção, como indicado pelo procedimento descrito na seção 9.1. A expansão indicativa para o horizonte foi de 119 GW de capacidade instalada, com destaque para as fontes eólica (43%), solar (39%) e gás natural (16%).

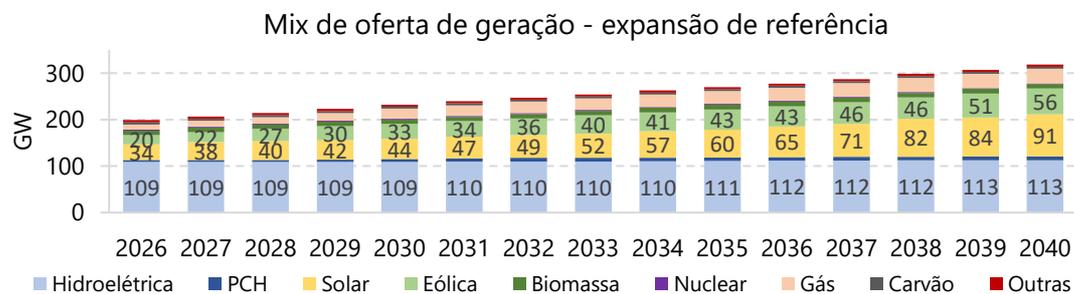


Figura 60 – Expansão anual da oferta de geração para o caso de referência

A Figura 61 mostra a expansão de capacidade instalada identificada como necessária, pelo processo de otimização dos modelos computacionais, após a retirada das usinas termoelétricas a carvão. A opção pela recontratação destas usinas foi atrativa até o



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

preço das emissões associadas ultrapassar os 200 R\$/tCO₂, quando novos parques eólicos foram a opção mais econômica.

Esta alteração estrutural na composição da expansão refletirá nas expectativas de preços de curto prazo e energia armazenada, o que será avaliado na seção 9.3.

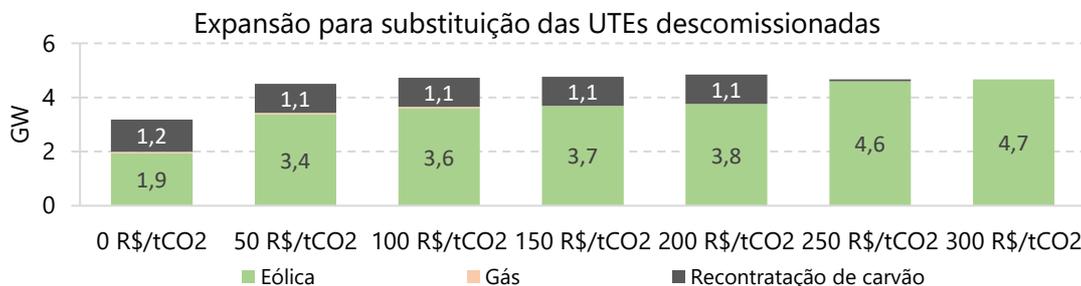


Figura 61 – Expansão em virtude do descomissionado das termoeletricas a carvão

A Figura 62 e a Figura 63 mostram, respectivamente, as composições percentuais da capacidade instalada para o SIN, para um cenário sem a precificação de emissões e para outro onde a precificação de emissões foi adotada em 300 R\$/tCO₂. A expansão já era dominada pelas fontes eólica e solar no caso sem a precificação de emissões, assim permanecendo quando da consideração da precificação de emissões, com pouca alteração entre estes cenários.

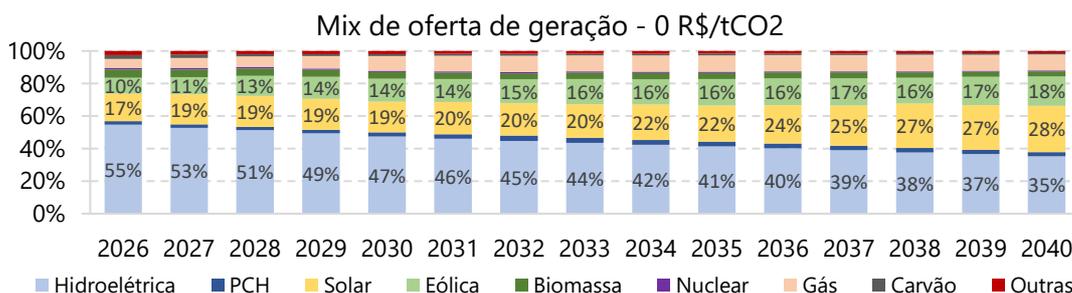


Figura 62 – Composição da capacidade instalada, sem precificação de emissões

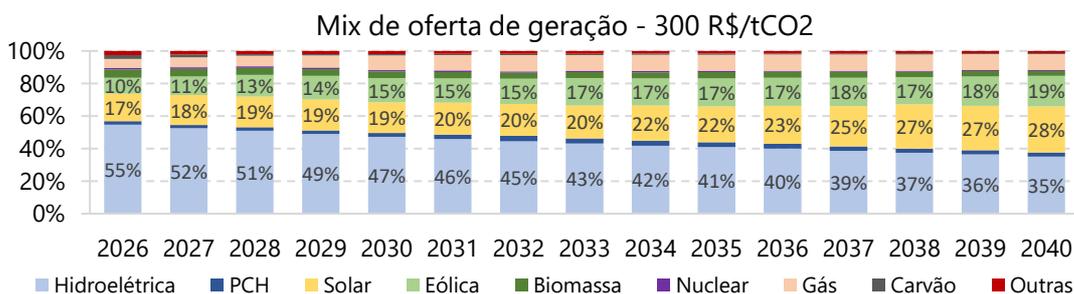


Figura 63 – Composição da capacidade instalada, preço de emissões a 300 R\$/tCO₂

9.3 Análise sobre a simulação da operação para o horizonte 2030-2040

Na seção 9.3.2 serão apresentados os resultados das simulações, com comentários pontuais ao longo da seção, sendo que a análise foi reservada para a seção 9.3.1.

9.3.1 Análise

Para cada um dos cenários de expansão apresentados na seção 9.2, compreendendo diferentes níveis de preços para as emissões, foi feita a simulação da operação para o horizonte de 2030 a 2040. Nesta seção são analisados seus principais resultados, a saber: (a) balanço energético; (b) trajetórias esperadas de armazenamento; (c) níveis esperados de armazenamento ao fim do mês de novembro, característico como final do período seco; (d) níveis esperados de geração termoelétrica, além de emissões e custos associados; e (e) preços de liquidação de diferenças (PLD).

Deve-se ter em mente, ao comparar os resultados das diferentes simulações, que cada caso corresponde a uma configuração diferente da oferta de geração o que, por sua vez, influenciará os resultados apresentados.

Em geral, ao analisar as variáveis estruturais associadas à operação do sistema interligado – balanço energético, níveis de armazenamento e geração termoelétrica – é possível observar apenas uma mudança estrutural em seu comportamento, na transição entre os casos com precificação de emissões a 200 e 250 R\$/tCO₂ – justamente quando houve a decisão de não recontratar as usinas termoelétricas a carvão, conforme indicado na Figura 61.

Especialmente, na transição entre os casos com precificação de emissões a 200 e 250 R\$/tCO₂, foi possível observar (i) a redução dos níveis esperados de geração termoelétrica, (ii) o aumento na contribuição da geração renovável e (iii) a redução dos níveis esperados para os preços de liquidação de diferenças, reflexo dos pontos (i) e (ii). Não foram constatadas alterações significativas nos níveis de armazenamento, tanto para as trajetórias quanto ao fim de novembro, para os diferentes casos analisados.

Para além da alteração de comportamento identificada nos dois parágrafos anteriores, é possível identificar que o aumento de preços das emissões se relaciona (i) a uma diminuição nos montantes esperados para a geração termoelétrica e (ii) ao aumento nos preços de liquidação de diferenças observados. Novamente, para o armazenamento não foram observados impactos significativos associados à consideração dos preços para emissões.

Isto pode ser constatado ao analisar os resultados de PLD, a partir da Figura 78, para os casos com precificação de emissões de 0 a 200 R\$/tCO₂ ou para os casos com precificação entre 250 e 300 R\$/tCO₂.

Com respeito aos resultados observados para a energia armazenada, identificamos dois fatores que podem contribuir para o resultado: (i) como foram considerados fatores de emissões médios por tecnologia, apesar de internalizar de algum modo o sinal da precificação das emissões aos preços de curto-prazo de energia elétrica, não se alterou os preços relativos entre geradores de uma mesma tecnologia; e (ii) os custos de oportunidade dos geradores hidroelétricos são recalculados, em conjunto, para cada simulação.

Portanto, ao alterar os custos variáveis dos geradores termoelétricos, (i) todos os geradores de uma mesma tecnologia tiveram seus custos elevados por um mesmo valor e (ii) os custos de oportunidade das hidroelétricas foram recalculados, de modo que toda a curva de ordem de mérito foi alterada – e não apenas os custos daqueles geradores cuja operação se associa à emissão de GEE. Isto contribuiu para que não

sejam observadas diferenças no balanço energético e na utilização dos recursos hidroelétricos, muito embora o PLD tenha sido elevado.

9.3.2 Resultados das simulações

As Figuras 12 e 13 mostram o balanço energético anual obtido, respectivamente, para a simulação que não considera a precificação de emissões e para aquela considerando um preço de emissões a 300 R\$/tCO₂. A razão para apresentar apenas estes resultados é a pouca diferença observada entre as diferentes simulações, quase imperceptível em seu formato gráfico.

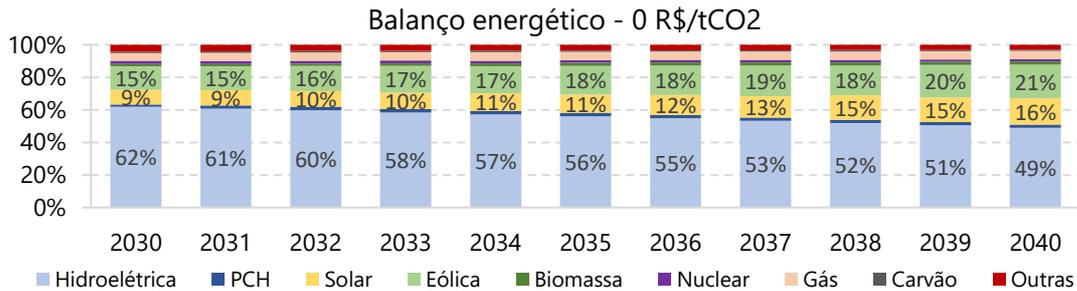


Figura 64 – Balanço energético anual, sem precificação de emissões

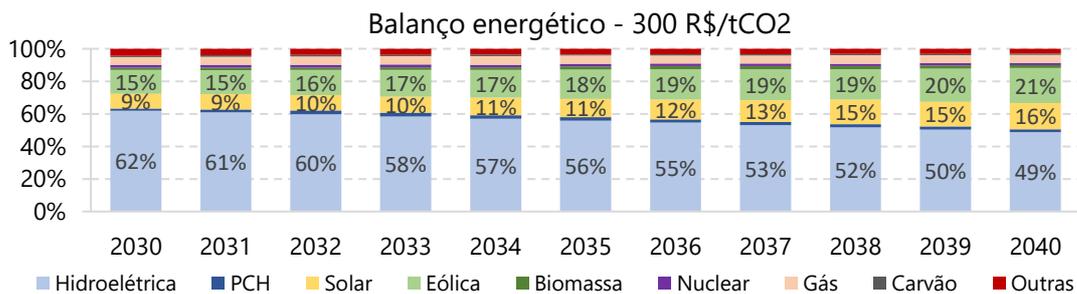


Figura 65 – Balanço energético anual, preço de emissões a 300 R\$/tCO₂

As Figuras 14 e 15 apresentam a trajetória esperada de armazenamento, para o SIN, obtidas destas mesmas simulações – com seus respectivos intervalos de confiança. Como discutido na seção 9.3.1, não é possível observar diferenças significativas nas trajetórias esperadas de armazenamento para os casos simulados.

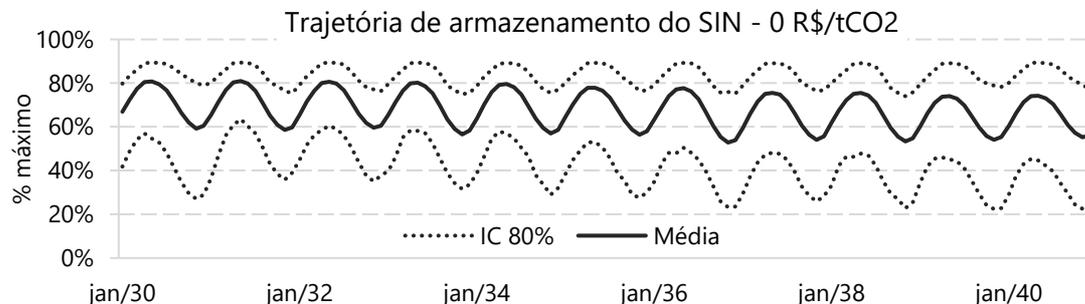


Figura 66 – Trajetória esperada de armazenamento do SIN, sem precificação de emissões

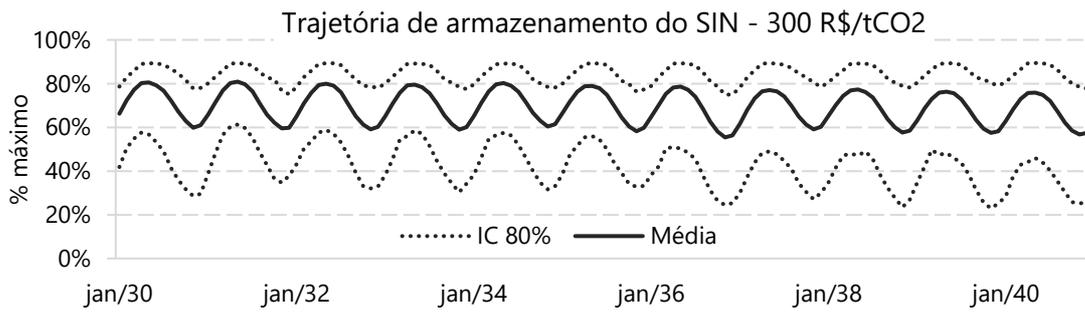


Figura 67 – Trajetória esperada de armazenamento do SIN, preço de emissões a 300 R\$/tCO2

Nas Figuras 16, 17 e 18 são apresentados, para as sete simulações realizadas, os resultados de armazenamento ao fim do mês de novembro. Como discutido na seção 9.3.1, não houve diferenças significativas nos níveis esperados de armazenamento para os casos simulados.

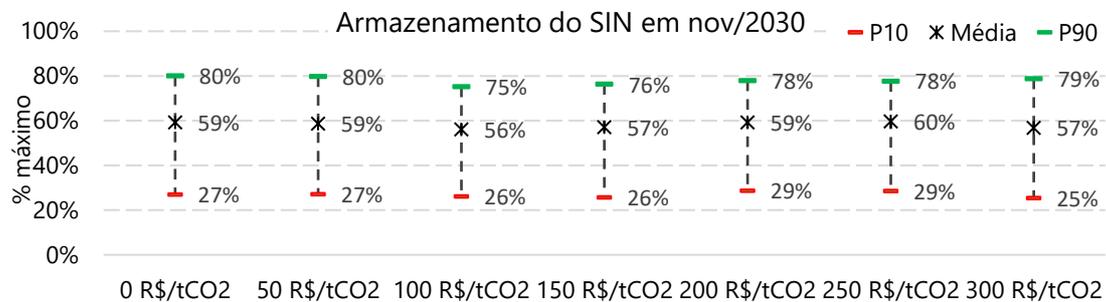


Figura 68 – Energia armazenada do SIN ao fim de novembro de 2030

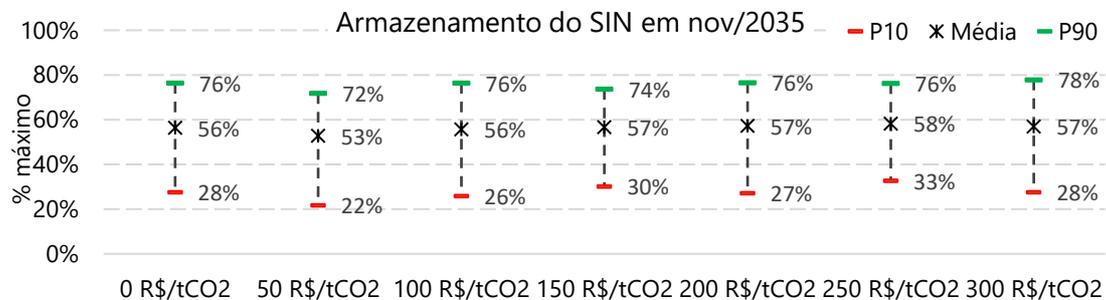


Figura 69 – Energia armazenada do SIN ao fim de novembro de 2035

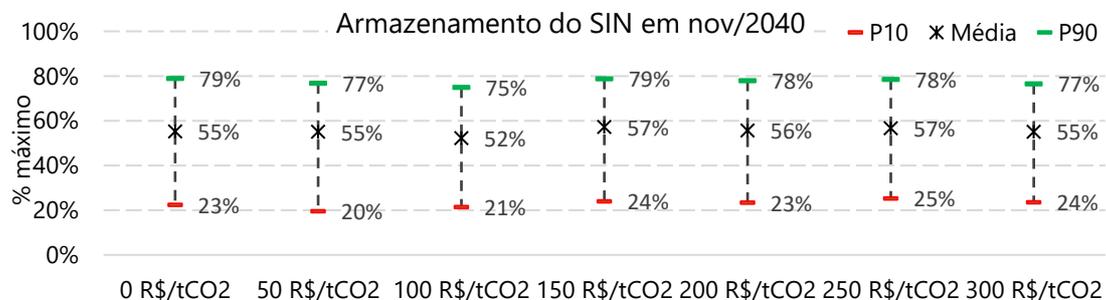


Figura 70 – Energia armazenada do SIN ao fim de novembro de 2040

As Figuras 19, 20 e 21 apresentam os níveis esperados de geração termelétrica, oriunda de usinas movidas a gás, óleo e carvão, para os diferentes cenários de precificação de emissões simulados. Como discutido na seção 9.3.1, é possível



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

perceber dois efeitos: (i) a mudança¹⁶⁷ no comportamento dos resultados obtidos com a precificação de emissões superior aos 200 R\$/tCO₂, quando a recontração das usinas a carvão descomissionadas não foi realizada; e (ii) uma leve redução nos níveis de geração termoeétrica esperados, à medida que se elevam os preços das emissões associadas – o que é perceptível para 2035 e 2040.

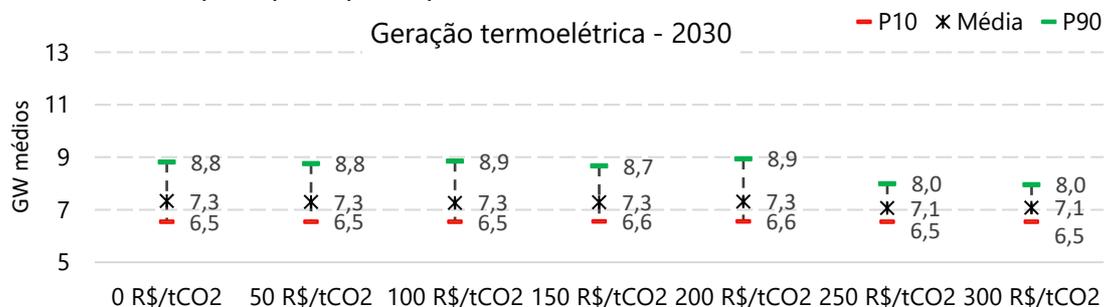


Figura 71 – Geração termoeétrica (gás, óleo e carvão) para o ano de 2030

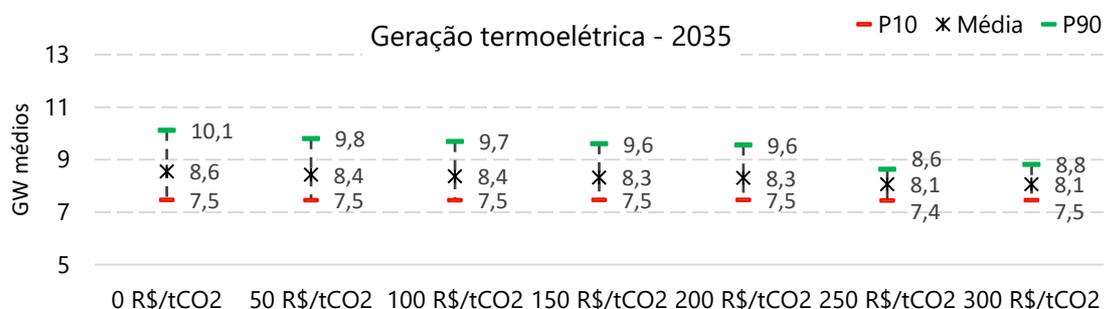


Figura 72 – Geração termoeétrica (gás, óleo e carvão) para o ano de 2035

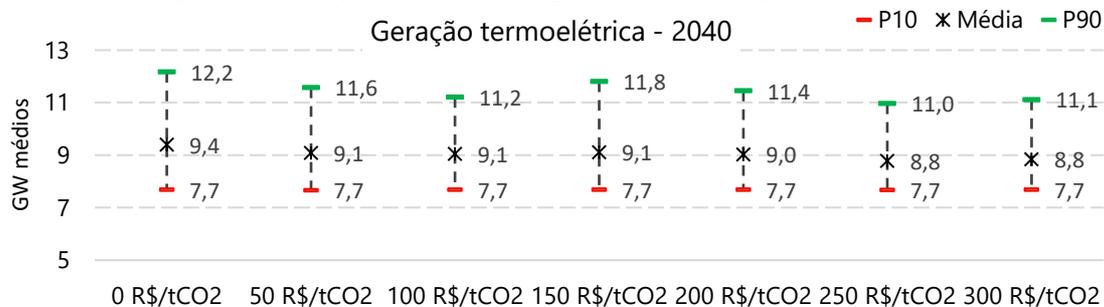


Figura 73 – Geração termoeétrica (gás, óleo e carvão) para o ano de 2040

Já ao observar os custos operativos da geração termoeétrica, o que fica evidente é a elevação dos custos à medida que o preço das emissões associadas se eleva – resultado esperado, uma vez que não houve significativa redução nos níveis de geração associados.

¹⁶⁷ Observe, por exemplo, os casos com precificação de emissões entre 0 e 200 R\$/tCO₂ ou os casos com precificação de emissões entre 250 e 300 R\$/tCO₂.

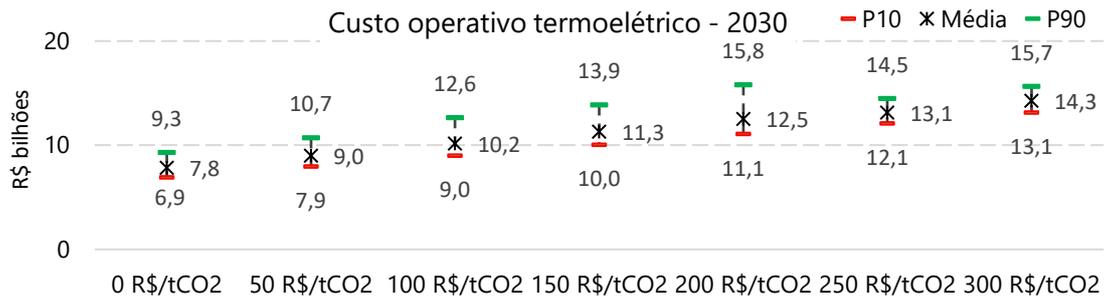


Figura 74 – Custo esperado para a geração termoelétrica em 2030

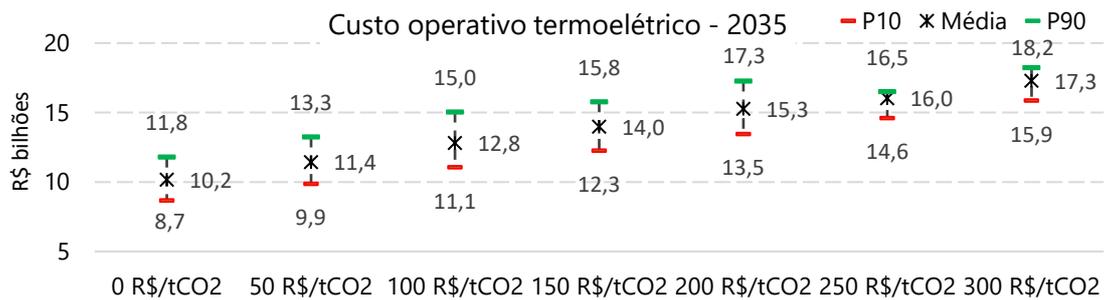


Figura 75 – Custo esperado para a geração termoelétrica em 2035

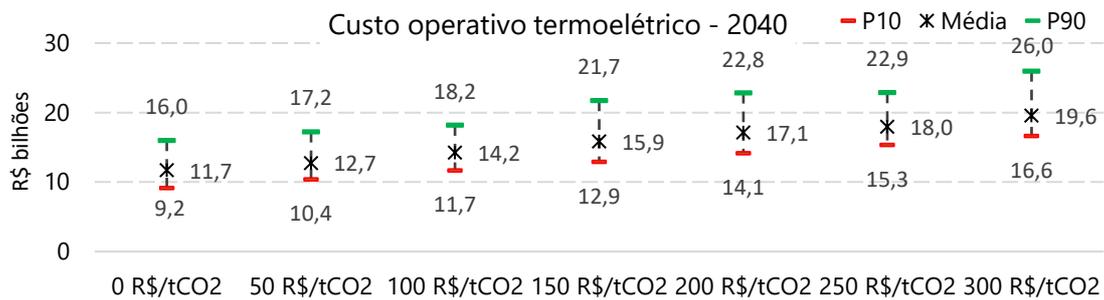


Figura 76 – Custo esperado para a geração termoelétrica em 2040

Muito embora os níveis de geração não tenham significativa redução, uma vez que a precificação de emissões penaliza mais severamente as unidades intensivas em emissões, a redução nas emissões associadas foi mais expressiva, chegando a reduções



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

de até 10% ao ano – comparando o caso sem precificação de emissões e o caso com preço definido em 300 R\$/tCO₂.

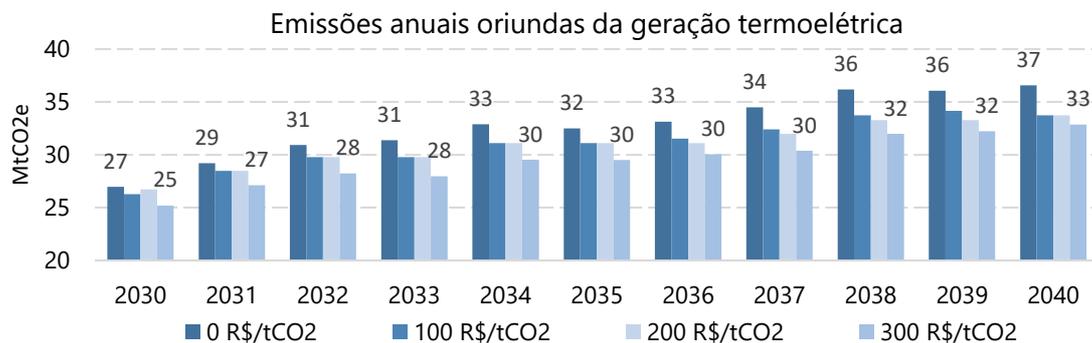


Figura 77 – Emissões anuais oriundas da geração termoelétrica¹⁶⁸

Por fim, os preços de liquidação das diferenças, apresentados nas Figuras 26, 27 e 28, para o submercado Sudeste, para os anos de 2030, 2035 e 2040, respectivamente. Assim como para a geração termoelétrica, é possível observar (i) a mudança no comportamento dos resultados obtidos com a precificação de emissões superior aos 200 R\$/tCO₂, quando a reconstrução das usinas a carvão descomissionadas não foi realizada; e (ii) o aumento nos níveis esperados de preços, à medida que se elevam os preços das emissões associadas – observe, por exemplo, os casos com precificação de emissões entre 0 e 200 R\$/tCO₂ ou os casos com precificação de emissões entre 250 e 300 R\$/tCO₂.

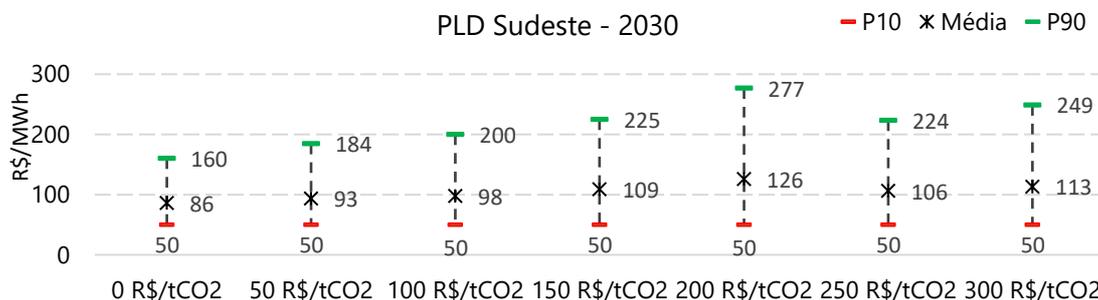


Figura 78 – Preço de liquidação de diferenças para o ano de 2030

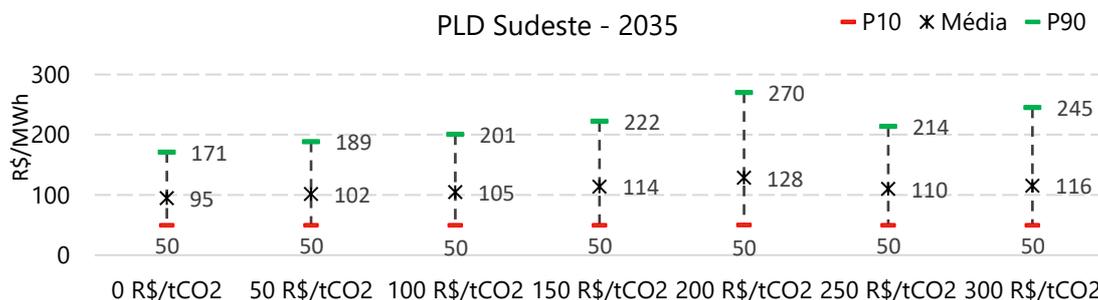


Figura 79 – Preço de liquidação de diferenças para o ano de 2035

¹⁶⁸ Foi feita uma estimativa conservadora para as emissões, utilizando os fatores médios de 0.536 tCO₂/MWh para a geração a gás (em sua totalidade) e 1.015 tCO₂/MWh para a geração a gás, conforme premissas disponibilizadas no Anexo A.

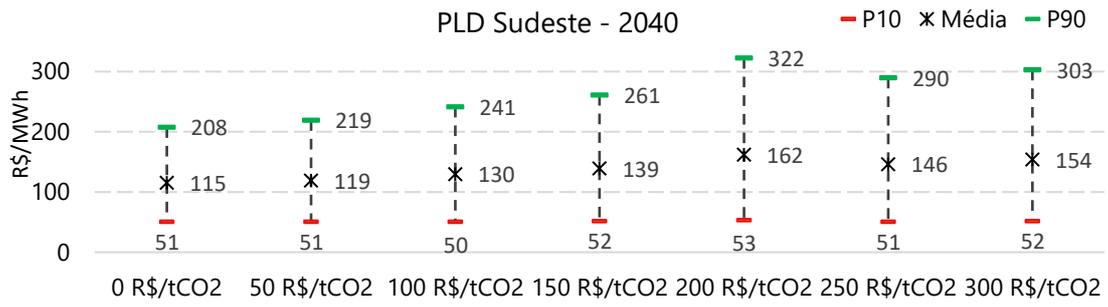


Figura 80 – Preço de liquidação de diferenças para o ano de 2040



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

ANEXO A – METODOLOGIA E PREMISSAS

A elaboração dos cenários de expansão apresentados neste relatório é baseada em modelos de otimização da expansão e operação. Dentre os principais resultados obtidos por meio destes modelos, tem-se o plano de expansão ótimo do sistema, cuja decisão leva em consideração:

- Características físicas: *unit commitment*, flexibilidade operativa, perfis horários de geração, cenários de geração etc.
- Características econômicas: custos de investimento, operação, financiamento etc.
- Critérios de segurança: potência firme, reserva girante e garantia física.

A-1. Metodologia

De forma simplificada, o procedimento necessário para elaborar este plano de expansão pode ser discretizado em etapas com objetivos distintos. Estas etapas são:

- (i) **Projeção de Demanda Energética:** utilizando dados de elasticidade (PIB vs. Consumo de Energia Elétrica) por classe de consumo, crescimento populacional, estimativa de eficiência energética entre outros, projeta-se a demanda por energia elétrica para os próximos anos. Através da comparação desta demanda e da oferta existente, estima-se a necessidade de nova oferta de energia e potência.
- (ii) **Geração de Cenários para Fontes Renováveis:** um dos principais motores da expansão de sistemas elétricos, a representação de características operacionais de usinas renováveis é essencial para avaliação da expansão ótima e detalhamento de custos operativos. Tanto questões de perfil de geração, quanto de incerteza de produção, afetam a necessidade de ativos de geração complementares. Isto posto, a simulação de ativos renováveis é realizada por meio do modelo Time Series Lab, produzindo diferentes cenários horários para simulação da operação do sistema.
- (iii) **Estimativa de Custos de Candidatos à Expansão:** com base em premissas definidas pela PSR, estima-se o custo final das fontes candidatas à expansão, as quais serão essenciais para definição da expansão de mínimo custo do modelo de otimização.
- (iv) **Expansão Integrada de Geração e Transmissão:** cootimização do atendimento às demandas por energia e reserva de geração, contemplando restrições de segurança, candidatos a transmissão e custos ambientais.

A-2. Alternativas à expansão

Conforme mencionado, dependendo da extensão do horizonte de estudo, haverá a necessidade de nova capacidade para atender ao crescimento da demanda de energia. Deste modo, com o intuito de definir as características futuras do setor elétrico brasileiro, é necessário conhecer os recursos disponíveis, seus custos e características.



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Esses candidatos são baseados em recursos encontrados em território brasileiro (para renováveis) ou mesmo em projetos usuais, como termelétricas a gás natural liquefeito (GNL). Esses candidatos irão compor a expansão do sistema, complementando os recursos de energia disponíveis existentes.

A decisão de investimento é tomada com base no modelo de expansão desenvolvido pela PSR, Optgen[®], que visa o minimizar o custo de expansão do sistema considerando critérios de segurança. Abaixo são apresentadas as fontes de energia candidatas para a expansão:

- Hidrelétricas: a energia hidrelétrica é o principal recurso energético disponível no sistema elétrico brasileiro. Desempenha um papel fundamental no contexto de transição energética, lidando com a intermitência de outros recursos renováveis. Porém, o desenvolvimento de nova capacidade é limitado a poucas usinas, devido ao seu custo, distância dos centros de carga e barreiras ambientais (barragens de água).
- Solar: o potencial solar é perceptível em território brasileiro. A alta incidência de radiação solar, durante todo o ano, aliada a baixos custos de investimento aumenta a competitividade do recurso, tornando-o um dos principais recursos no longo prazo.
- Eólica: a capacidade eólica *onshore* é a segunda maior fonte de energia do Brasil. Localizada no Nordeste, os fatores de capacidade são bastante elevados, o que impulsiona seu desenvolvimento. Em alguns casos – principalmente no submercado Nordeste, mas também no Sul – a distância dos parques aos centros de carga implicará na necessidade de novos ativos de transmissão para transferência de energia.
- Biomassa: o cultivo da cana-de-açúcar e sobras de madeira criam uma oportunidade para o desenvolvimento de usinas de biomassa no Brasil.
- Carvão: com baixos custos operativos, usinas movidas a carvão mineral disputam por geração “na base”, garantindo energia e potência ao sistema elétrico a qualquer momento, com elevados níveis de confiança. Por outro lado, elevados custos de investimento de usinas a carvão, além das preocupações ambientais, reduzem a competitividade desta alternativa frente a outros candidatos similares.
- Nuclear: a energia nuclear não é expressiva no sistema elétrico brasileiro (menos de 1% da capacidade total), embora seja uma importante fonte de energia e potência firmes para o SIN. No futuro, pode haver algum interesse em desenvolver esses recursos devido a razões políticas.
- Termelétricas a gás natural: as térmicas são fundamentais para complementar a variabilidade anual da produção hídrica, recompondo reservatórios em casos de estiagem.
- Baterias: o equipamento de bateria é essencial para muitos países para suportar a intermitência da geração renovável. No entanto, a grande participação da energia hidrelétrica no Brasil é uma barreira crítica para este recurso energético, uma vez que os principais serviços que ela pode fornecer são atendidos pela capacidade hidroelétrica.

A-3. Modelos utilizados

Para realizar esta avaliação, foi utilizado um conjunto de modelos matemáticos desenvolvidos pela PSR, sendo o principal deles o modelo de otimização da expansão da geração e transmissão, o Optgen[®]. Para modelar a expansão do sistema, faz-se uso de um conjunto de premissas macroeconômicas que serão discutidas numa próxima subseção deste anexo.

Além do Optgen[®], a PSR desenvolveu um modelo para simular a operação estocástica horária das usinas eólicas e solares do sistema, o *Time Series Lab* (TSL[®]). A Figura 81 apresenta um fluxograma da cadeia de modelos adotados no estudo. A próximas subseções apresentam uma descrição sobre a metodologia considerada em cada um destes modelos.

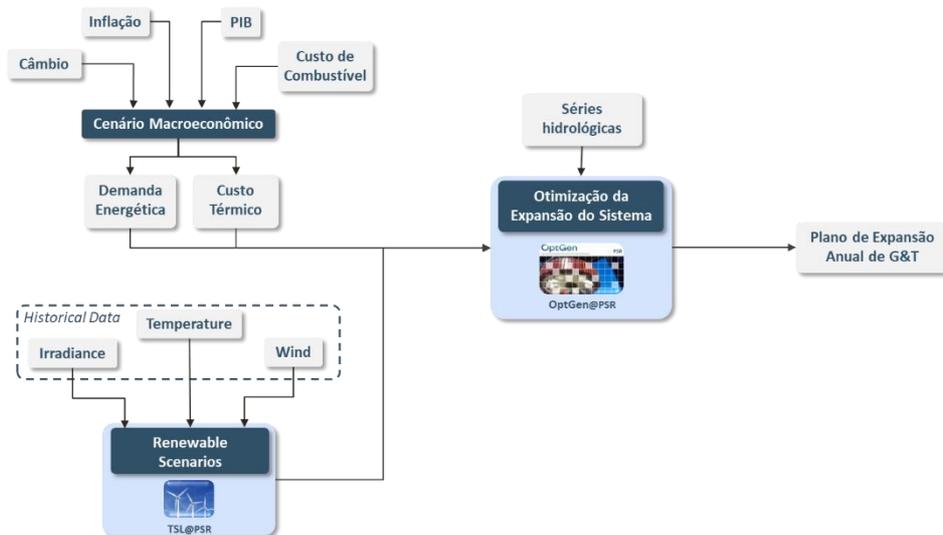


Figura 81 – Modelos matemáticos utilizados no estudo

Modelo de Otimização da Expansão do Sistema – Optgen[®]

Através deste modelo, é possível determinar novos investimentos em projetos de geração e transmissão necessários para o atender o crescimento de demanda ao longo do horizonte de estudo. Isso significa determinar o conjunto ótimo de projetos que devem ser construídos, ao longo do tempo, que atendam a determinados critérios (econômicos, ambientais e de suprimento, por exemplo), dentro de um quadro de políticas energéticas nacionais. A otimização da expansão tem como objetivo minimizar os custos de investimento (capital) e operação (combustível, O&M etc.) das usinas, bem como penalidades por possíveis déficits.

Com o aumento da participação das fontes intermitentes, surgiu a necessidade de representar novos requisitos de modelagem para estudos de planejamento de geração. O desafio se dá por conta da necessidade de modelar a operação do sistema em escala horária, pois os efeitos da variação da geração destas fontes em um certo intervalo de horas não pode ser desprezado.

O OptGen incorpora esses aspectos da operação de curto prazo em uma visão de longo prazo (plurianual) da expansão do sistema, considerando o crescimento da demanda e as características técnicas e econômicas dos novos projetos. A abordagem da solução que combina essas duas visões é definida de acordo com a metodologia abaixo:



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

Ao escolher diferentes áreas ao longo do território nacional é possível modelar os variados perfis de cada sub-região. A Figura 83 apresenta uma comparação entre os perfis de geração eólica para uma área no Rio Grande do Norte e outra área ao Sul do Piauí, além de um perfil típico de geração solar. Observa-se uma complementariedade entre as fontes, com a solar gerando mais ao longo do dia/tarde e as eólicas gerando mais no período da manhã/noite.

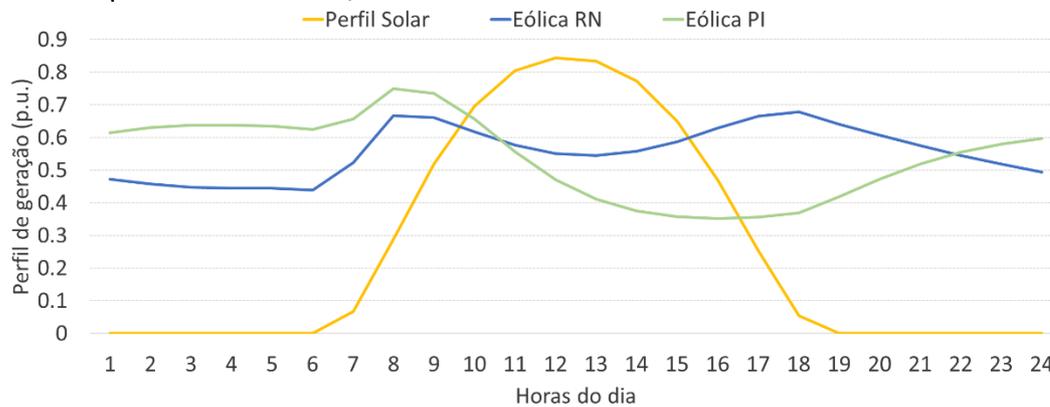


Figura 83 – Perfis de geração por região

A-4. Candidatos à Expansão da Geração

Usinas a gás natural

O modelo de expansão considerou quatro tipos de projetos a gás natural. Três destes projetos são usinas a ciclo combinado que diferem apenas pelos níveis de inflexibilidade e o tipo de combustível utilizado. A quarta opção é um projeto de usina a ciclo aberto que, apesar de apresentar eficiência um pouco menor que as demais, tem por característica maior flexibilidade operativa, sendo uma opção adequada para compensar a variação de demanda líquida ao longo das horas do dia. A Figura 84 apresenta uma descrição dos projetos de térmicas a gás considerados como candidatos à expansão.

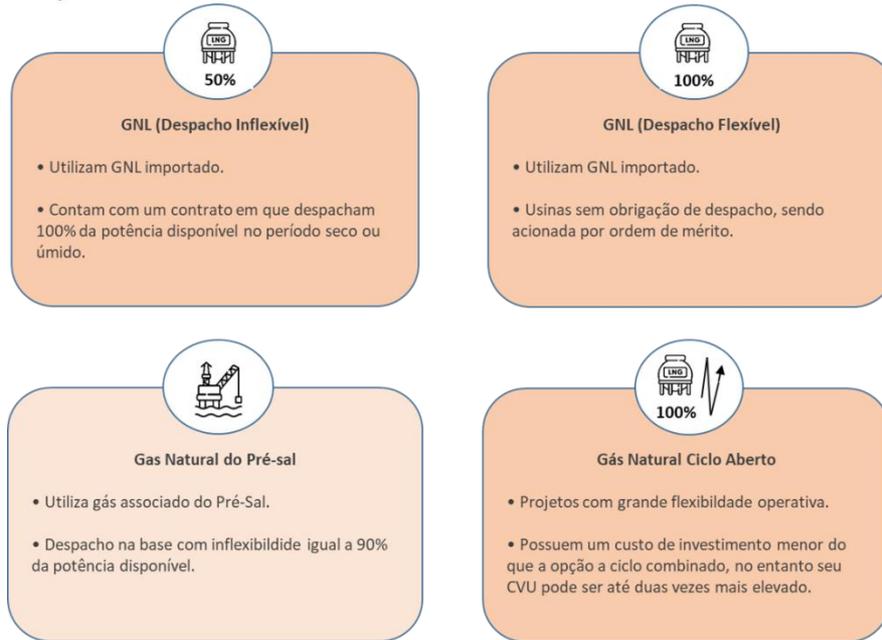


Figura 84 – Projetos de térmicas a gás natural

Tabela 6 – Custos de investimento e operação dos projetos de térmicas a gás

	CAPEX (R\$/kW)	OPEX(R\$/kW)	CVU (R\$/MWh)
Usinas a Ciclo Combinado (LNG)	3,400	35	260
Usinas a Ciclo Combinado (Pré-Sal)	3,400	35	160
Usinas a Ciclo Aberto	2,700	27	500

Projetos de usinas solares e eólicas

Para modelagem dos projetos renováveis considerou-se um conjunto de áreas de cada região baseado em seu fator de capacidade média anual. A Figura 85 apresenta os fatores de capacidade médios adotados para as usinas eólicas, por estado. A Figura 86 apresenta os fatores de capacidade médios assumidos para os projetos solares, também por estado.

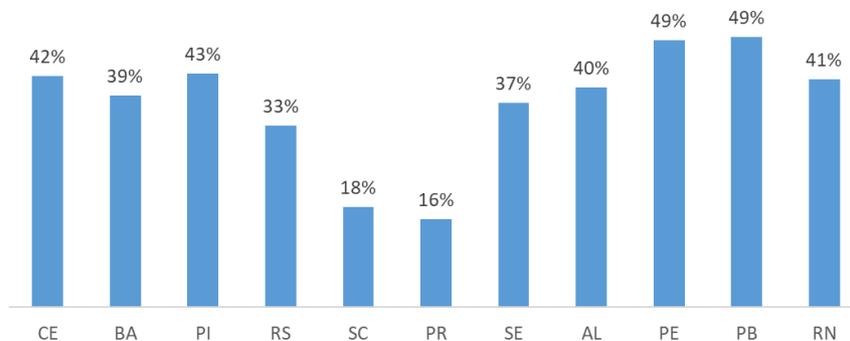


Figura 85 – Fatores de capacidade médio anual de projetos eólicos, por estado

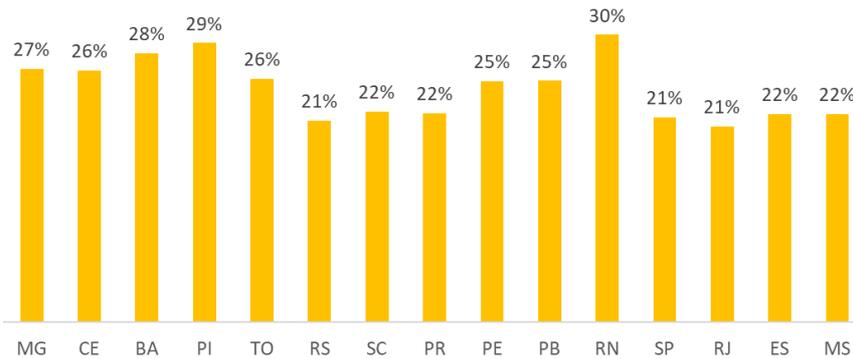


Figura 86 – Fatores de capacidade médio anual de projetos de solares, por estado

Como o perfil horário de geração das eólicas pode variar de acordo com a região selecionada, selecionou-se um conjunto de áreas dentro de cada estado, para melhor representar a geração destas fontes. Ao todo, foram selecionadas 37 regiões nas regiões Nordeste e Sul para alocação dos projetos. A título de exemplo, a Figura 87 apresenta uma comparação dos diferentes perfis de geração do estado da Bahia. É possível observar um perfil de maior geração no início da manhã e no período noturno.

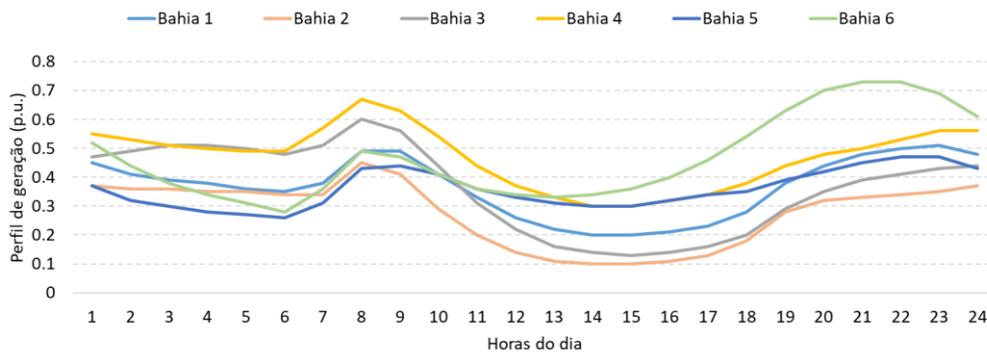


Figura 87 – Perfil de geração eólica de algumas regiões na Bahia

Há expectativa de redução de custos de investimento destes ativos ao longo do horizonte simulado, o que foi refletido nas premissas de custos de investimento utilizados. Para as eólicas esta redução é de 15% em relação ao valor adotado em 2021. Para solares a redução chega aos 30%. As Figuras 36 e 37 apresenta as curvas de CAPEX adotadas para modelagem destes projetos.

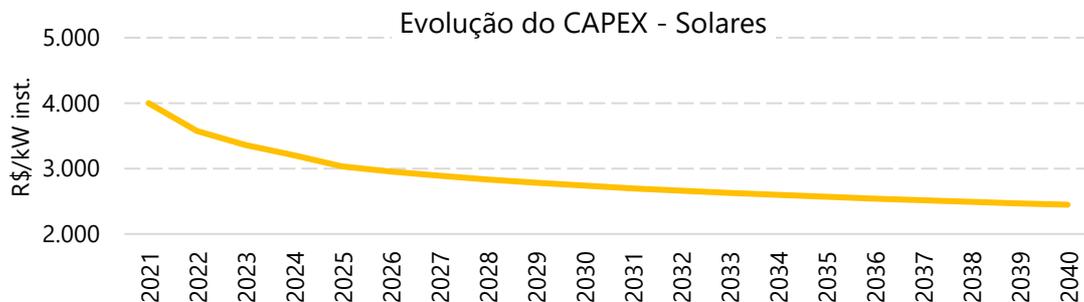


Figura 88 – CAPEX de usinas solares



ABEEólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

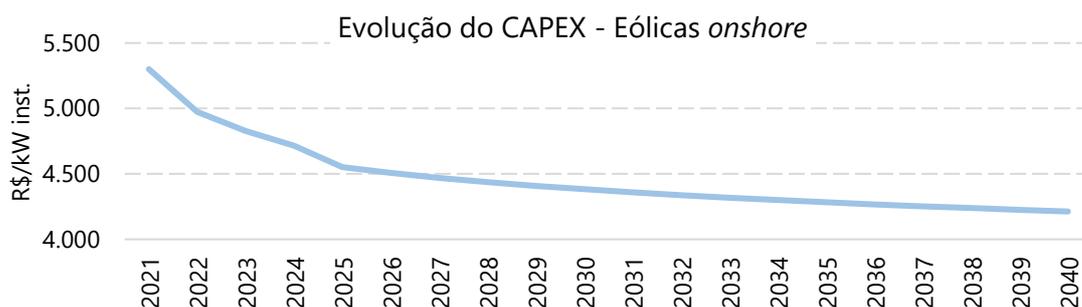


Figura 89 – CAPEX de usinas eólicas

Candidatos com capacidade de armazenamento

Considerou-se um projeto com capacidade de armazenamento igual a quatro horas, tendo como base uma bateria de íon-lítio. Estes projetos são considerados como candidatos para todas as regiões do SIN. Assim como as eólicas e solares, estes projetos também possuem uma tendência de queda de custos de investimento, característica considerada na modelagem de acordo com os valores apresentados na Figura 90.

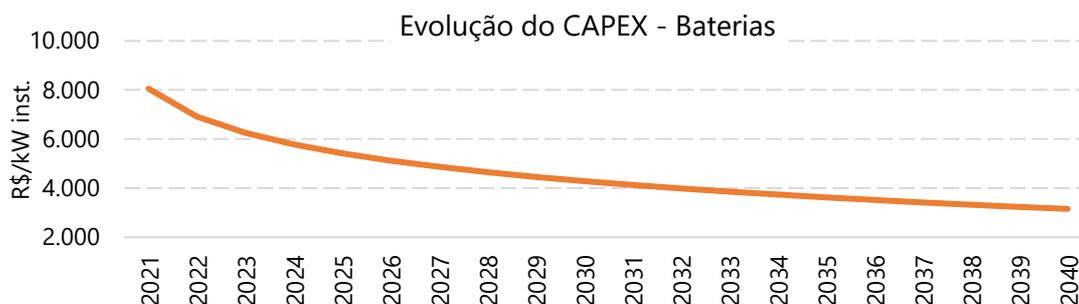


Figura 90 – Evolução dos custos de investimento para projetos com capacidade de armazenamento

Recontratação de usinas termoelétricas a carvão

O custo de reconstrução foi assumido como 40% do custo de investimento de construir uma nova usina a carvão. Os custos de investimento em uma nova térmica a carvão são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Custos de investimento e operação dos projetos de térmicas a carvão

	CAPEX (R\$/kW)	OPEX(R\$/kW)
Carvão nacional	9,600	60
Carvão importado	7,900	50

A-5. Evolução da Demanda do Sistema

O cenário de expansão de referência foi desenvolvido de acordo com a metodologia apresentada anteriormente. Primeiramente, foi projetada a demanda de energia do país até o ano de 2040. Essa expansão irá guiar a necessidade por nova oferta de energia e a evolução da matriz.

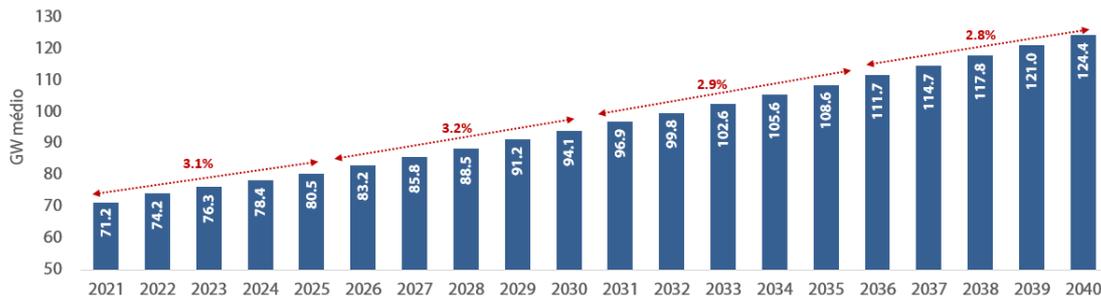


Figura 91: Projeção de demanda energética (GW médio) - Sistema Interconectado

O perfil crescente de demanda por energia elétrica está intimamente relacionado com questões econômicas no Brasil, que ainda apresenta espaço para aumento de consumo energético per capita quando comparado com países desenvolvidos. Neste sentido, com a manutenção do crescimento econômico, espera-se que a demanda por energia elétrica acompanhe em ritmo similar, atingindo aproximadamente 94 GW médios em 2030 e 124 GW médios em 2040. Contudo, questões como recessões econômicas implicam na evolução deste consumo.

As premissas de crescimento do PIB utilizadas até 2025 para projetar a demanda energética foram obtidas no Relatório Focus do Banco Central do Brasil, e são apresentadas na Tabela 8. A partir de 2025, a premissa adotada é de um crescimento de PIB evoluindo até 3% ao ano em 2030, seguindo nessa taxa para o restante do horizonte.

Tabela 8 – Premissa de evolução do PIB

	2021	2022	2023	2024	2025
PSR base	4.96%	2.27%	2.44%	2.44%	2.43%

A partir da projeção de demanda energética, dos projetos candidatos na expansão e dos seus custos de investimento, foi realizada a expansão da matriz elétrica brasileira com o uso do modelo Optgen[®].

A-6. Fatores de emissão por tecnologia

Este estudo apresenta efeitos sobre a expansão do setor elétrico ao considerar o mecanismo de Precificação de Emissão de Carbono (ou taxaço de carbono). A estimativa das emissões de GEE associadas à geração, das diferentes tecnologias de geração termoelétrica, foi feita com taxas médias de emissões, disponíveis na literatura técnica especializada.

Tabela 9 – Fatores de emissão por tecnologia¹⁶⁹

	Gás ciclo combinado	Gás ciclo aberto	Carvão	Óleo
tCO ₂ /MWh	0.355	0.536	1.015	1.076

¹⁶⁹ Fontes: [1] Portugal-Pereira, J., Köberle, A. C., Soria, R., Lucena, A. F. P., Szklo, A., & Schaeffer, R. (2016). Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: The life cycle side of the story. In Energy (Vol. 115, p. 1424–1435). Elsevier BV. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.062>; [2] Life Cycle Assessment Harmonization. NREL, 2021.



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica

ANEXO B – CONTEXTO BRASILEIRO

Mais de dois terços das emissões brasileiras de GEE em 2019 vieram do uso da terra, desmatamento (cerca de 40% das emissões totais) e agricultura. 17% das emissões (~360 MtCO₂e) vieram do uso de combustíveis fósseis para fins energéticos diferentes da geração de eletricidade (o transporte sozinho foi responsável por cerca de 9%). Destacamos que apenas 2,4% (~54 MtCO₂e) das emissões totais são atribuíveis à geração de eletricidade.

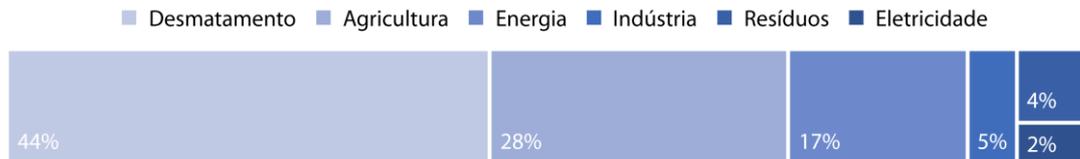


Figura 92 – Composição das emissões brasileiras de GEE em 2019 (SEEG)

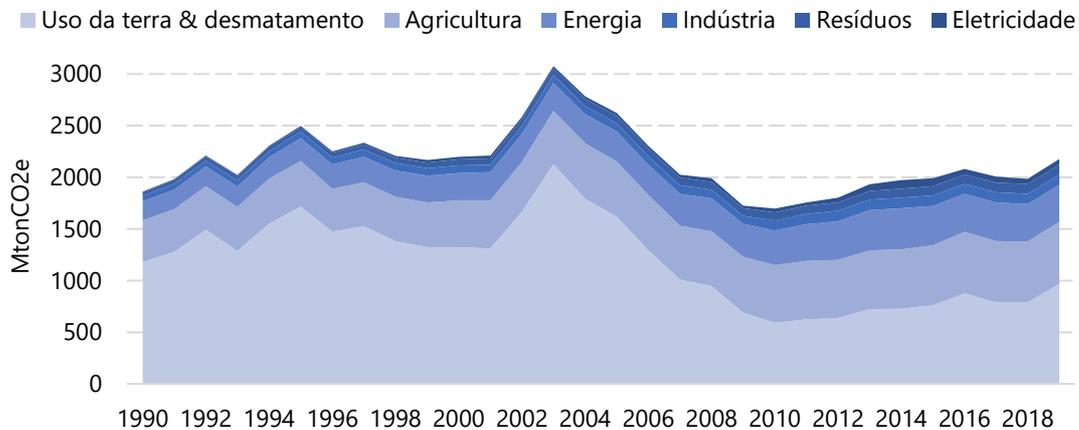


Figura 93 – Histórico de emissões brasileiras de GEE (SEEG)

De acordo com as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), a demanda por energia aumentará 27% na próxima década, atingindo 328 Mtep em 2030 – mais de dois terços são derivados de gás natural, carvão vegetal e resíduos da cana-de-açúcar.

A demanda de eletricidade deve crescer 3,6% ao ano, atingindo uma média de 94 GW em 2030 - um aumento de quase 25 GW em relação aos níveis de 2021. A capacidade instalada deve crescer 1,7% ao ano, atingindo 204 GW em 2030.

Figura 94 – Consumo de energia no Brasil: realizado em 2019 e projeção para 2030 (EPE)

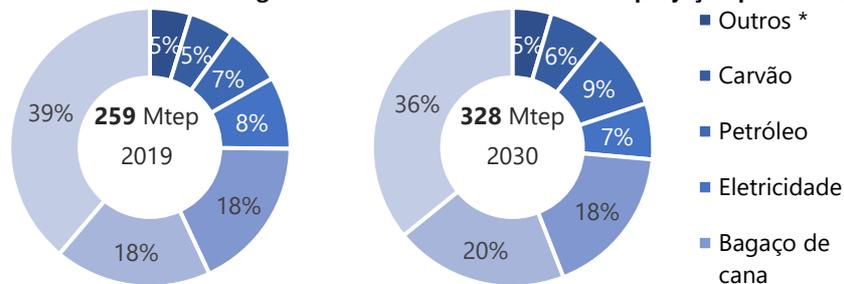




Figura 95 – Evolução esperada do consumo de energia elétrica no Brasil (EPE)

Em 2020, 86% da matriz de recursos elétricos era composta por recursos hídricos, eólicos, biomassa e solares. O plano indicativo de expansão da capacidade instalada (EPE) é mostrado a seguir. Os destaques são eólica (+16,4 GW), gás natural (+7,7) e solar (+5,3). Após 2027 (fim dos descontos nas tarifas de uso da rede) ainda existem grandes expectativas para a expansão da energia eólica (+9,6), hídrica (+3,5) e solar (+2,8).

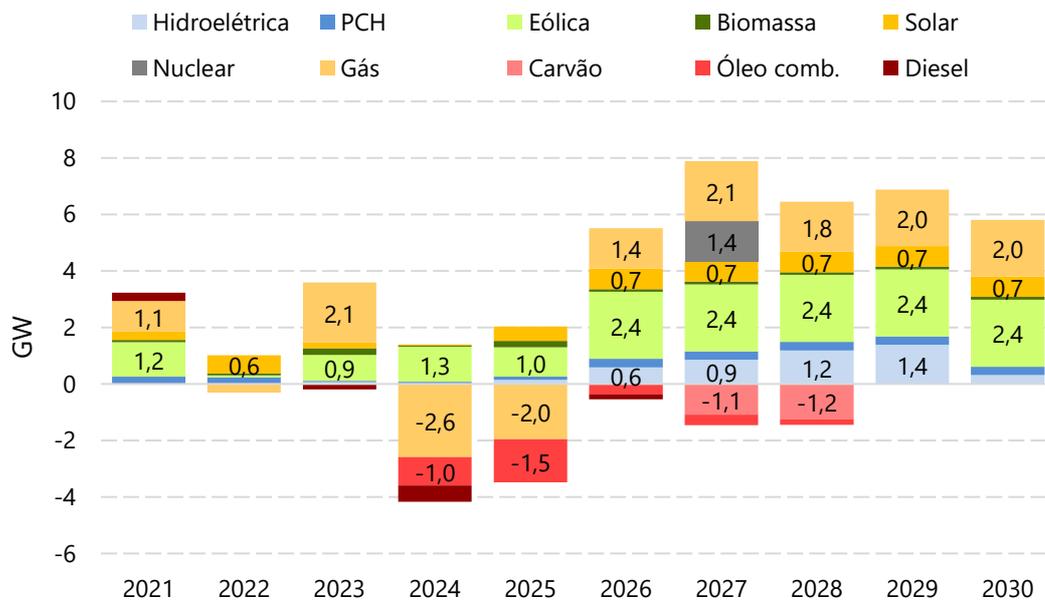


Figura 96 – Plano indicativo da expansão da capacidade instalada no Brasil (EPE, PDE 2030)

De acordo com a fila de expansão de capacidade divulgada pela ANEEL em janeiro de 2021 – anteriormente à publicação da Lei n.º 14.120/2021, havia 35,5 GW de nova capacidade instalada com previsão de entrada em operação comercial até 2025 – 26% dos quais estavam em construção e 65% dos quais são provenientes do mercado livre (ACL). As plantas solares dominam a expansão (+14,6 GW), seguidas pela energia eólica (+11,4) e então pelas termoelétricas (+5,6).



ABE Eólica

Associação Brasileira de Energia Eólica



Figura 97 – Fila de expansão em janeiro de 2021 (Aneel)

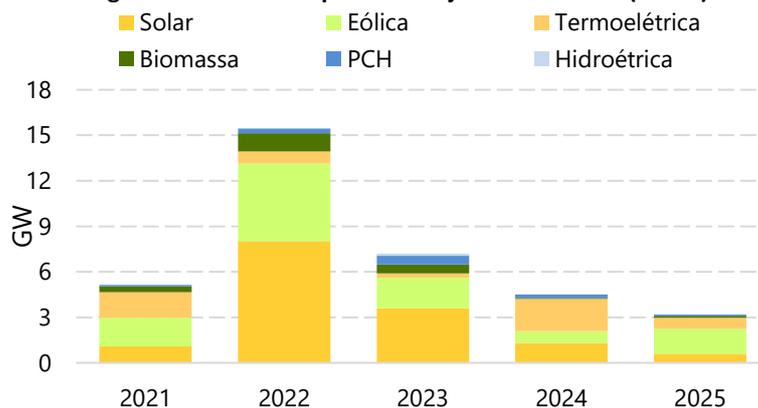


Figura 98 – Fila de expansão em janeiro de 2021 (Aneel)

Destaques

- 1) A maior parte das emissões de GEE no Brasil vem do desmatamento, uso da terra e agricultura.
- 2) O setor de energia, excluindo a geração de energia elétrica, contribuiu com cerca de 17% das emissões de GEE observadas na última década. Já o setor elétrico contribuiu com menos de 3% das emissões totais no mesmo período.
- 3) A demanda por energia deve crescer 27% até 2030, o que resultaria em um aumento das emissões anuais associadas de aproximadamente 97 MtCO₂e.¹⁷⁰
- 4) Grande parte da expansão prevista para a capacidade instalada é composta por recursos eólicos, gás natural, solares e hidroelétricos.
- 5) Grande parte dos projetos em fila de expansão de capacidade (ANEEL) são usinas solares e eólicas, dos quais grande parte foi originada no Mercado Livre (ACL).

¹⁷⁰ Obtido pela multiplicação do aumento da demanda de energia, 27%, pelas emissões de GEE de 2019, 360 MtCO₂e. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estima que esse aumento será um pouco menor, de 74 MtCO₂e.