



CONTRIBUIÇÕES REFERENTE CONSULTA PÚBLICA MME Nº 118/2022

NOME DA INSTITUIÇÃO:

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA – ABSOLAR

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

ATO REGULATÓRIO: Consulta Pública MME nº 118/2022

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

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.



Contribuições iniciais e pontos relevantes para o debate desta consulta pública:

A ABSOLAR entende como muito positiva e bem-vinda iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME) de abrir a Consulta Pública nº 118/2022, que trata de proposta de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, em atendimento à Lei nº 14.120/2021.

A proposta submetida pelo MME à sociedade é meritória, no sentido em que busca conformar a necessidade de se reconhecer e valorizar os benefícios das fontes de energia com baixa emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE), estas com elevada participação na matriz elétrica brasileira, com os Compromissos Nacionalmente Determinados (NDC) do Brasil de reduzir em 50% as emissões de GEE até 2030 e atingir a neutralidade de emissões até 2050.

Assim, visando contribuir para o arcabouço legal e regulatório adequados, com a devida conformação das diretrizes à Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e a um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), de modo a garantir a efetividade do mecanismo proposto, a ABSOLAR apresenta contribuição à Consulta Pública, consubstanciada a partir de Parecer Regulatório elaborado pela RegE Barros Correia Consultoria.

Em especial, a ABSOLAR reforça sua contribuição no sentido de que o mecanismo a ser desenvolvido inicialmente deve ser baseado em metas específicas de redução de emissões de gases de efeito estufa e em sinais de preços claros para a mudança de comportamento dos consumidores e das empresas. Para tanto, a adoção conjunta de um Sistema de Comércio de Emissões, com ponto de regulação em grandes consumidores de energia elétrica e em fornecedores de combustíveis fósseis, com um mercado de Certificados de Energia Renovável (REC) para geradores de energia elétrica elegíveis, nos parece ser o instrumento mais adequado para o país rumo a um mercado nacional de baixo carbono.

Essa abordagem tem várias vantagens, dentre as quais se destacam: i) o menor custo de transação, regulação, e fiscalização; ii) o menor risco de dupla contagem; iii) a maior efetividade e eficácia da medida, evitando-se que projetos de geração nuclear, a gás natural, ou com tecnologias mais eficientes de aproveitamento energético de combustíveis fósseis sejam beneficiados com RECs (ou permissões de emissões), o que poderia postergar o atingimento da NDC brasileira; e iv) a maior eficiência econômica, ao assegurar sinais de preços adequados e amplo poder de gestão para atingimento das metas de reduções pelos agentes envolvidos, seja por meio da aquisição de permissões de terceiros no SCE e de REC, ou por meio de medidas de eficiência e conservação energética, ou mesmo de autoprodução renovável de energia elétrica.



Ademais, a ABSOLAR reforça que os mecanismos a serem adotados para valorização dos benefícios ambientais devem, necessariamente, contemplar a microgeração e minigeração distribuída, como expressamente disposto na legislação, e que sua inserção no mercado de REC deve ser não discriminatória.

A ABSOLAR se mantém à disposição para aprofundar as contribuições ora consignadas e prestar novos esclarecimentos que se afigurem oportunos à evolução do tema.

Com os nossos melhores cumprimentos,

Dr. Rodrigo Lopes Sauer,



Introdução

A Lei nº 12.187, de dezembro de 2009, instituiu a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), visando:

1. À compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a proteção do sistema climático;
2. à redução das emissões antrópicas de gases de efeito estufa em relação às suas diferentes fontes;
3. ao fortalecimento das remoções antrópicas por sumidouros de gases de efeito estufa no território nacional;
4. à implementação de medidas para promover a adaptação à mudança do clima pelas 3 (três) esferas da Federação, com a participação e a colaboração dos agentes econômicos e sociais interessados ou beneficiários, em particular aqueles especialmente vulneráveis aos seus efeitos adversos;
5. à preservação, à conservação e à recuperação dos recursos ambientais, com particular atenção aos grandes biomas naturais tidos como Patrimônio Nacional;
6. à consolidação e à expansão das áreas legalmente protegidas e ao incentivo aos reflorestamentos e à recomposição da cobertura vegetal em áreas degradadas; e
7. **ao estímulo ao desenvolvimento do Mercado Brasileiro de Redução de Emissões (MBRE), pelo qual seriam negociados títulos mobiliários representativos de emissões de gases de efeito estufa evitadas certificadas.**

Em 2014, o Brasil aderiu ao programa do Banco Mundial *Partnership for Market Readiness* (PMR), que fornecia suporte para preparar e implementar políticas de mitigação das mudanças climáticas, incluindo instrumentos de precificação de carbono, a fim de aumentar a escala da mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE).



O Projeto PMR Brasil foi conduzido de 2016 a 2020, sob coordenação do Ministério da Fazenda, e teve como objetivo elaborar recomendações sobre instrumentos de precificação de carbono e ajustes nas políticas públicas, que poderão complementar e tornar mais custo-efetivo o conjunto de medidas que deverão ser adotadas para alcançar os compromissos de redução das emissões de GEE que o Brasil assumiu internacionalmente, no âmbito do Acordo de Paris.

Nesse contexto, o Projeto PMR Brasil visou apoiar o processo de tomada de decisão, subsidiando o governo brasileiro com informações acerca da conveniência da adoção de instrumentos de precificação de carbono, mais notadamente de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE) como parte das políticas de mitigação de emissões de GEE brasileiras. Para tanto, foram disponibilizados estudos detalhados de Análise de Impacto Regulatório (AIR).

Em 2 de setembro de 2021, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 998, cujo art. 4º alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, de modo a descontinuar a política de incentivo à geração e ao consumo de energia elétrica renovável por meio de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, e substituí-la por um mecanismo alternativo de consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de GEE.

Ademais, o próprio Governo Federal deveria apresentar, no prazo de 12 meses, propostas de diretrizes para implantação de tal mecanismo no setor elétrico, contemplando a possibilidade de integração futura de outros setores da economia brasileira.

Para se evitar o recebimento dos benefícios em duplicidade, a redação da Medida Provisória estabeleceu que os empreendimentos já contemplados com o desconto na tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição não seriam contemplados pelo novo mecanismos de consideração de benefícios ambientais.

“Art. 4º A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com as seguintes alterações:

(...)

§ 1º-E O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação no setor elétrico de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de doze meses, contado de 1º de setembro de 2020.



§ 1º-F As diretrizes de que trata o § 1º-E não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os § 1º, § 1º-A, § 1º-B e § 1º-C.

§ 1º-G As diretrizes de que trata o § 1º-E deverão prever a possibilidade futura de integração desses mecanismos a outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos.”

A Medida Provisória nº 998/2020 foi aprovada no Congresso Nacional e convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, com a remoção do trecho que associava o novo mecanismo de valoração de benefícios ambientais às emissões de GEE, permitindo-se uma abordagem mais abrangente das externalidades ambientais.

“Art. 4º O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

(...)

§ 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.

§ 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.”

Posteriormente, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, determinou que o novo mecanismo para consideração dos benefícios ambientais contemplasse empreendimentos de microgeração e minigeração distribuída, por meio da inclusão do §1º-J no art. 26 da Lei nº 9.427/1996.



“Art. 34. O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar acrescido do seguinte § 1º-J:

§ 1º-J As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos.”

Atualmente, tramita na Câmara dos Deputados o substitutivo ao Projeto de Lei nº 2.148/2015, que estabelece diretrizes para a criação do Sistema Brasileiro de Registro e Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBRC-GEE), com o objetivo e função de efetuar o registro de projetos de redução de emissões ou remoção de GEE e da redução verificada de emissões (RVE) por eles geradas, com a finalidade de assegurar a credibilidade e segurança das transações com estes ativos. O substitutivo prevê ainda a regulamentação do Sistema Brasileiro de Comércio de Direitos de Emissões (SBDE) por meio do qual ser o estabelecidos o plano anual de alocação de Direito de Emissões de Gases de Efeito Estufa (DEGEE), o percentual de RVEs admitido no orçamento agregado de DEGEEs, a interconexão com outros mercados e outros aspectos relevantes ao seu funcionamento.

Finalmente, entre 31 de outubro e 12 de novembro de 2021, ocorreu a 26ª Conferência das Partes (COP26) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima em Glasgow, Escócia, ocasião em que ocorreu o acordo final sobre a redação do artigo 6º do *Paris Rulebook*, que trata de mecanismos de trocas internacionais de créditos de carbono.

No mesmo evento, o Governo federal anunciou a meta de reduzir as emissões de GEE em 50% até 2030 e atingir a neutralidade de emissões até 2050, em comparação com as emissões de 2005, detalhando as seguintes medidas:

- Zerar o desmatamento ilegal até 2028: 15% por ano até 2024, 40% em 2025 e 2026, e 50% em 2027, comparando com o ano de 2022;
- Restaurar e reflorestar 18 milhões de hectares de florestas até 2030;
- Alcançar, em 2030, a participação de 45% a 50% das energias renováveis na composição da matriz energética;
- Recuperar 30 milhões de hectares de pastagens degradadas;
- Incentivar a ampliação da malha ferroviária.

A Figura 1 apresenta as emissões de GEE por setor, conforme disposto no Quarto Inventário Nacional (MTCI, 2022).

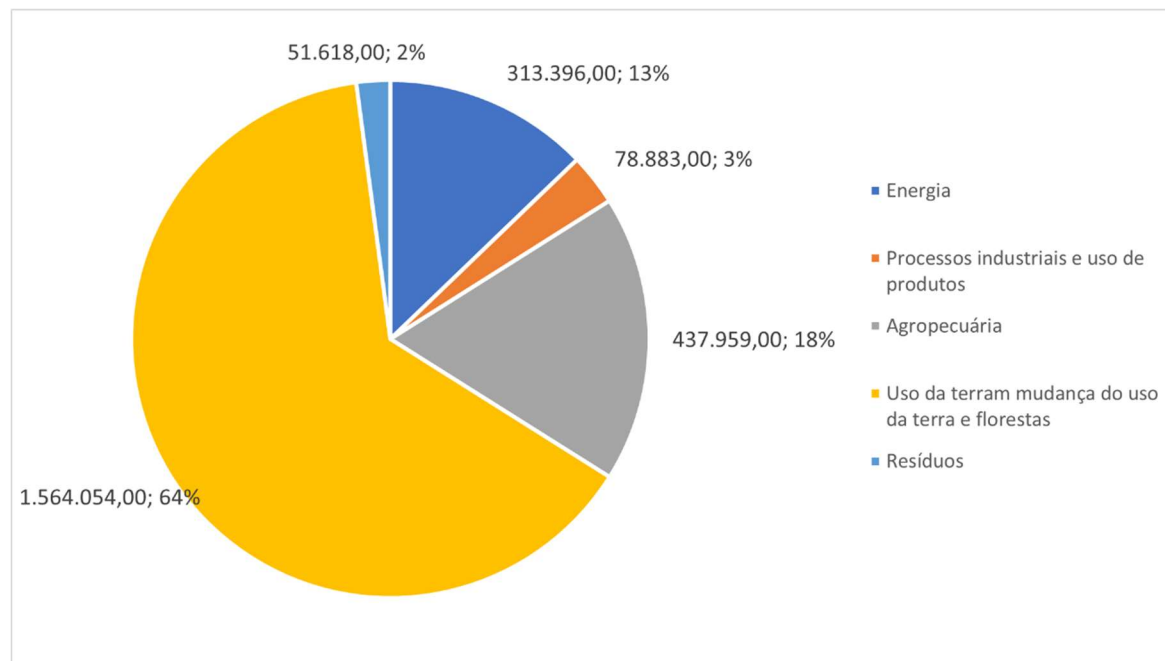


Figura 1 Emissões de GEE por setor em 2005 - tCO₂e.



Problema regulatório

Pelo que foi exposto na introdução, desde meados da década de 2000, o Brasil tem se esforçado para construir, no âmbito da PNMC, as bases normativas e regulatórias para o desenvolvimento de um Mercado Brasileiro de Redução de Emissões de GEE (Lei nº 12.187/2009) ou de um Sistema Brasileiro de Comércio de Direitos de Emissões GEE (Projeto de Lei nº 2.148/2015 e seus apensados).

Os objetivos fundamentais dessas iniciativas são limitar a quantidade de emissões de GEE para um volume compatível com a NDC brasileira, no âmbito do esforço internacional de redução do processo de aquecimento global, e prover um sinal de preço adequado para a mudança de comportamento dos consumidores e produtores e para a adequação dos investimentos em tecnologias ambientalmente sustentáveis.

Alternativas de precificação de benefícios ambientais

De modo sucinto, existem três principais alternativas de precificação de benefícios ambientais implantadas nos diversos países, conforme resumido pela Tabela 1.

Tabela 1: Mecanismos de precificação de benefícios ambientais

	Imposto Pigouviano	Sistema de Comercio de Carbono (SCE)	Certificado de Energia Renovável (REC)
Descrição	Tributo ou taxa aplicados sobre uma atividade que gere externalidades negativas.	Mecanismo que estipula limites máximos e atribui permissões de emissões de GEE para agentes regulados que podem ser transacionadas. São denominados em CO ₂ equivalente.	Certificado rastreável de atributos ambientais. Podem ser denominados em CO ₂ equivalente evitados.
Eficácia	Média. Existe um hiato entre a fixação da alíquota de imposto e seus efeitos comportamentais e econômicos que dificulta o atingimento de metas ambientais específicas.	Alta. O sistema permite que metas específicas de emissões de GEE sejam alcançadas no curto prazo.	Alta. O sistema permite que metas específicas de emissões de GEE sejam alcançadas no curto prazo.
Custo de transação	Médio. Requer MRV.	Elevado. Requer MRV e estrutura organizacional para a transação de permissões.	Elevado. Requer MRV e estrutura organizacional para a transação de certificados.
Volatilidade	Baixa. O valor da alíquota é definido pelo poder público e o mercado determina a quantidade demandada do bem a partir do novo preço.	Média. O preço das permissões pode variar em função da conjuntura econômica.	Média. O preço das permissões pode variar em função da conjuntura econômica.

Fonte: Compilado pela RegE Consultoria.

A Figura 2 apresenta um mapa com o atual estágio de adoção de imposto pigouviano para taxação de carbono e de SCE no mundo, a Figura 3, ilustra a presença global de instrumentos de Certificados de Energia Renovável (REC), demonstrando a possibilidade de utilização cumulativa de todos os instrumentos de precificação de benefícios ambientais.

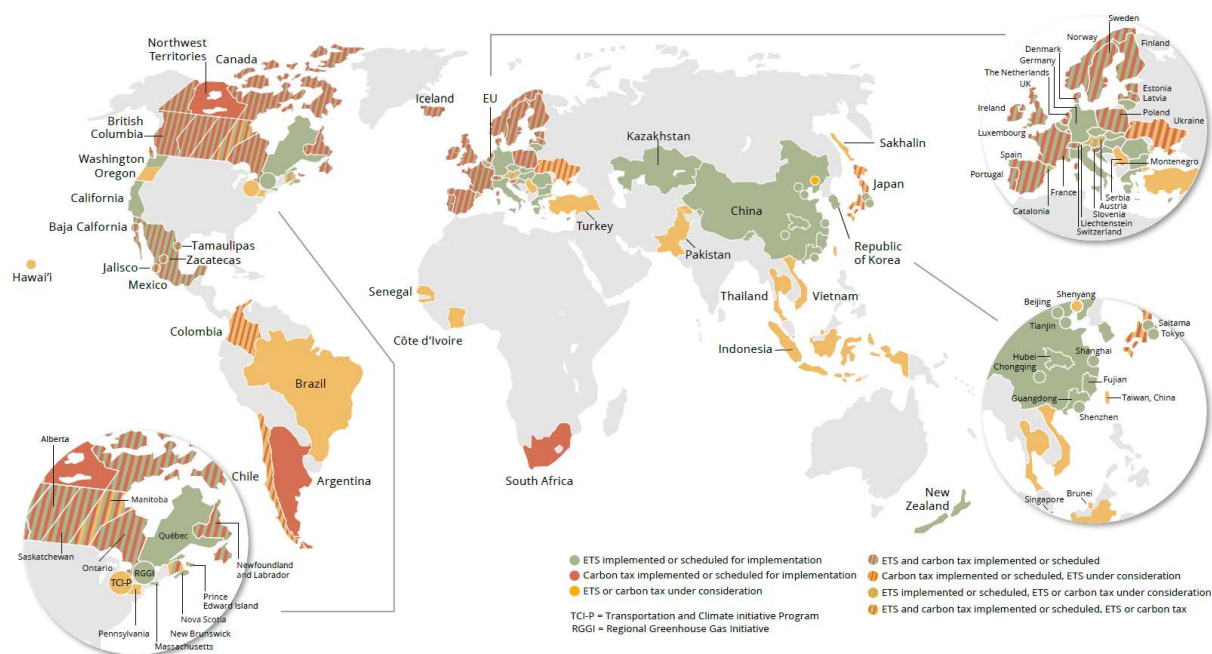


Figura 2: Taxação de carbono e SCE. Fonte: (World Bank, 2021).

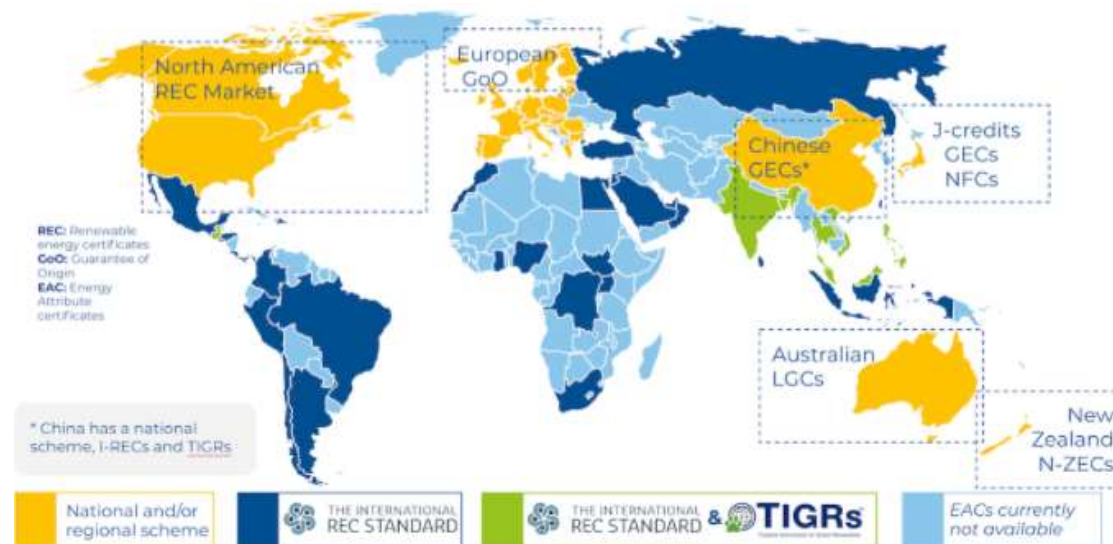


Figura 3: Entidades emissoras de Certificados de Atributos de Energia. *Fonte: (South Pole, 2022).*

Proposta de diretrizes submetida à CP MME nº 118/2022

De modo a mapear expectativas e iniciar um processo de criação de consenso entre atores e instituições, o MME organizou uma sequência de reuniões e eventos com agentes do setor energético e outros setores.

Com base nas discussões técnicas ocorridas, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou um relatório com propostas de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, o qual foi submetido à CP MME nº 118/2022.



De acordo com o disposto no relatório submetido à CP MME nº 118/2022, a proposta de diretrizes apresentada pela EPE se baseou na seguinte interpretação do dispositivo legal:

- os mecanismos a serem propostos devem adotar como ponto de regulação a atividade de geração de energia elétrica e estar em consonância com os mecanismos para a garantia do suprimento e da competitividade;
- as diretrizes a serem elaboradas pelo Governo Federal não alcançarão¹:
 - i. empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts);
 - ii. empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, incluindo aquela proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts);
 - iii. empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 300.000 kW (trezentos mil quilowatts) e que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 01/01/2016 ou venham a ser autorizados a partir desta data;
 - iv. aproveitamentos com base em fonte de biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão e distribuição seja maior que 30.000 kW (trinta mil quilowatts) e menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 01/01/2016 ou venham a ser autorizados a partir desta data;
 - v. aproveitamento dos excedentes de energia elétrica comercializados, eventual e temporariamente, por autoprodutores;

¹ A redação do §1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427 busca afastar os empreendimentos de fontes incentivadas do SCE mas não do mecanismo de REC.



- vi. empreendimentos que solicitarem outorga no prazo de até 12 (doze) meses, contados a partir de 01/05/2021, e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contado da data da outorga; e
 - vii. ao montante acrescido de capacidade instalada, caso a solicitação de alteração da outorga que resulte em aumento na capacidade instalada do empreendimento seja realizada no prazo de até 12 (doze) meses, contados a partir de 01/05/2021, e a operação de todas as unidades geradoras associadas em que a solicitação seja iniciada no prazo de até 48 (quarenta e oito) meses, contados da data de publicação do ato que autoriza a alteração da outorga.
- as diretrizes a serem definidas pelo Poder Executivo federal deverão prever a possibilidade futura de integração desses mecanismos a outros setores.

Ademais, apesar da maior abrangência estabelecida pelo Congresso Nacional na redação da Lei nº 14.120/2021, a EPE manteve o foco de suas propostas de diretrizes na consideração de emissão de GEE, apresentando quatro justificativas:

- ações de mitigação de GEE geram cobenefícios ambientais associados à redução do uso de combustíveis fósseis;
- a considerações de outras externalidades ambientais esbarram em maior complexidade conceitual e em algum grau de subjetividade para determinação das métricas de valoração dos benefícios ambientais;
- já existem mecanismos de controle por meio da legislação de licenciamento ambiental que mitigam os impactos de outras externalidades ambientais; e
- pesquisa realizada pela EPE apontaria a existência de um consenso acerca da consideração de GEE.

Sendo assim, a EPE apresentou a proposta de diretrizes sistematizadas na Tabela 2:

Tabela 2: Diretrizes apresentadas no relatório da EPE

Elemento	Descrição
Tipo de instrumento	Sistema de Comércio de Emissões (SCE) com limite de emissões (cap) absoluto compatível com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira.
Implementação	Abordagem por etapas progressivas, com uma distribuição gradual das permissões, iniciando com permissões gratuitas até que se defina um arranjo que contemple conjuntamente leilões e permissões gratuitas.
Regras de Monitoramento Relato e Verificação (MRV)	Necessidade de se estruturar o sistema de MRV. Não oferece detalhamento.
Escopo regulado	Inicialmente, a atividade de geração do setor elétrico. Posteriormente, deve ser dada prioridade a um escopo multissetorial da economia.
Pontos de regulação	Atividade de geração, exceto empreendimentos relacionados nos §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C.
Fontes reguladas	Geração de energia elétrica.
Gases regulados	Emissões diretas de CO ₂ na atividade de geração.
Metas de redução de emissões	Metas absolutas.
Uso de <i>offsets</i>	Permitir o uso de Certificados de Energia Renovável (REC) como <i>offset</i> . Permitir o uso de <i>offsets</i> do setor florestal. Realizar estudos e modelagens para a definição do percentual permitido de compensação por <i>offsets</i> de setores não regulados.
Tratamento de microgeração e minigeração distribuída	Não aborda.
Isenções	Não aborda.

Outros	<p>Necessidade de formulação e implementação de estratégia de comunicação.</p> <p>Necessidade de se mapear a governança e os instrumentos legais para a criação de um mercado de carbono multissetorial.</p> <p>Necessidade de definição de formas de monitoramento e avaliação do mercado.</p> <p>Necessidade de se incentivar os instrumentos de finanças verdes já disponíveis no setor elétrico.</p> <p>Necessidade de se desenvolver base de informações e estudos para estruturar diretrizes acerca de outros benefícios ambientais do setor elétrico.</p>
---------------	--

Fonte: Compilado pela RegE Consultoria a partir de EPE (2022).

Proposta de diretrizes do Projeto PMR Brasil

Em seu relatório, a EPE cita o Projeto PMR Brasil, que também avaliou alternativas de precificação de carbono para contribuir com a implementação da Política Nacional sobre Mudança do Clima e, da mesma forma que a EPE, indicou, em seu relatório final apresentado em dezembro de 2020, o SCE como instrumento mais adequado para o país.

Sendo assim, o Projeto PMR Brasil apresentou as diretrizes para a implementação de um SCE brasileiro resumidas pela Tabela 3.

Tabela 3: Diretrizes apresentadas no Projeto PMR Brasil

Elemento	Descrição
Tipo de instrumento	Sistema de Comércio de Emissões (SCE).
Implementação	Implementação gradual: um primeiro período de compromisso (2 a 5 anos), com ambição climática modesta, focada no aprendizado dos participantes, desenvolvimento de instituições e aprimoramento de dados e informações, inclusive do sistema de MRV de emissões de GEE.
Regras de MRV	Combustíveis: Emissões estimadas a partir de parâmetros de conteúdo de CO ₂ e, Tier 1 (fator de emissões <i>default</i> global). Indústria: Emissões estimadas diretamente, Tier 3. Pecuária: Emissões estimadas indiretamente pela combinação da produção de carne e idade do abate.
Escopo regulado	Indústria, combustíveis e pecuária.
Fontes reguladas	Queima de combustíveis, processos industriais, fermentação entérica.
Gases regulados	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFCs, HFCs e SF ₆ .
Pontos de regulação	Combustíveis (<i>upstream</i>): distribuidoras e importadoras de combustíveis e usinas de carvão mineral e coquearias. Indústria (<i>midstream</i>): estabelecimentos industriais. Pecuária (<i>midstream</i>): abatedouros e frigoríficos com inspeção federal.
Metas de redução de emissões	Metas absolutas.
Uso de <i>offsets</i>	Autorizada a conciliação de até 20% das emissões (por agente regulado) com uso de créditos (<i>offsets</i>) de projetos verificados em atividades não reguladas, notadamente provenientes do setor florestal.
Tratamento de microgeração e minigeração distribuída	Não aborda.
Isenções	Gás Liquefeito do Petróleo (GLP), gasolina, diesel e exportações.

Fonte: Compilado pela RegE Consultoria a partir de Projeto PMR Brasil (2020).



Pelo exposto, o Projeto PMR Brasil alcança conclusões correspondentes com a EPE em relação a adoção do modelo de SCE como mecanismos de maior eficácia, efetividade e eficiência, no contexto brasileiro, para a internalização de benefícios ambientais nas decisões econômicas. Há ainda concordância quanto à conveniência e oportunidade de se adotar uma implantação gradual e em se perseguir um escopo de regulação multissetorial.

Por outro lado, o Projeto PMR Brasil recomenda a adoção de pontos de regulação focados na importação e refino de combustíveis, na atividade industrial e na pecuária de corte, regulando a queima de combustíveis, os processos industriais e a fermentação entérica dos rebanhos, enquanto a EPE adota a atividade de geração elétrica como único ponto de regulação.

Nos demais aspectos, o Projeto PMR Brasil oferece um pouco mais de detalhamento em relação à metodologia de Monitoramento Relato e Verificação (MRV) e nos limites de usos de offsets, sem haver, todavia, incompatibilidades entre as duas propostas de diretrizes.

Proposta de diretrizes alternativas

De acordo com o World Bank (2021), o processo de elaboração e implementação de SCE pode ser descrito em 10 etapas, ilustradas na Figura 4.

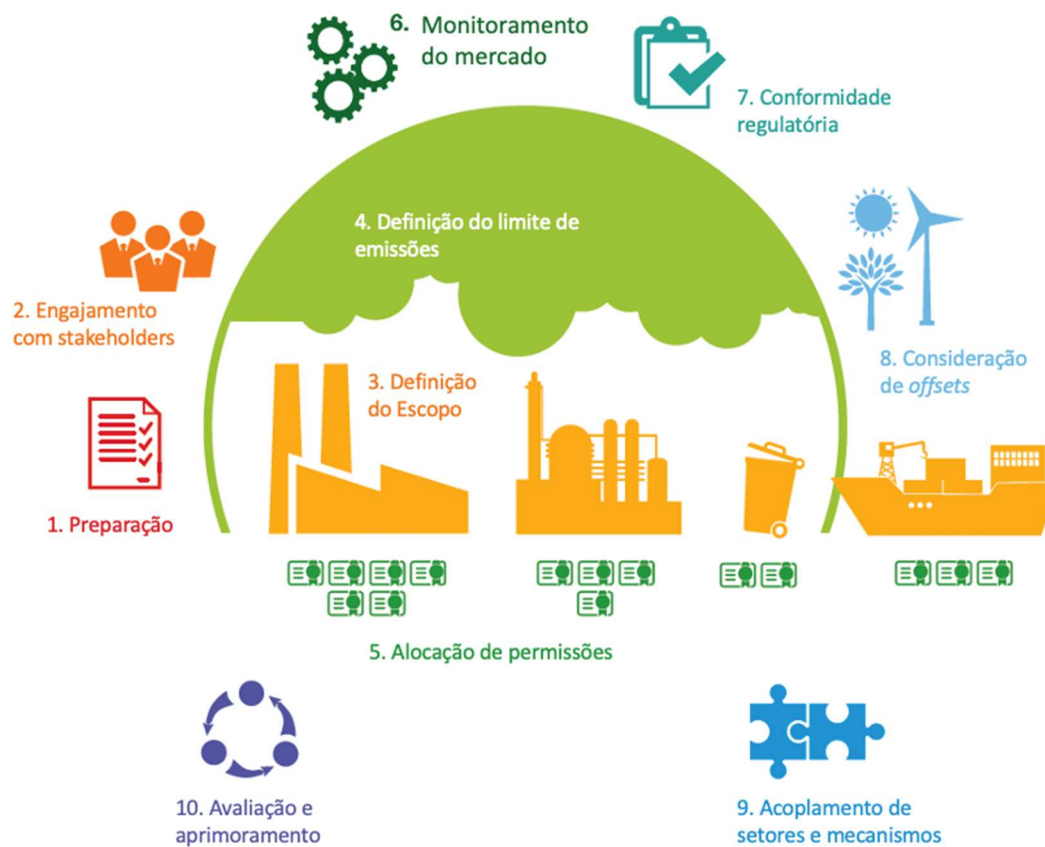


Figura 4: Desenhos de SCE em 10 etapas. Fonte: World Bank (2021).

Sendo assim, a CP MME nº 118/2022 se enquadra na etapa 2, de engajamento com os *stakeholders*, e discute, fundamentalmente, as diretrizes que devem ser adotadas nas etapas 3, 4, 5 e 8, que podem ser detalhadas a partir dos seguintes pontos:

- Definição do escopo:
 - i. escolha dos setores econômicos que devem ser regulados;
 - ii. definição do ponto de regulação; e
 - iii. escolha dos GEE e externalidades ambientais que devem ser reguladas.
- Definição do limite de emissões:
 - i. determinação da ambição das metas de redução;
 - ii. escolha do tipo de meta a ser estabelecida (relativa ou absoluta).
- Alocação das permissões:
 - i. alocações gratuitas por *grandparenting*;
 - ii. alocações gratuitas por *benchmarking*;
 - iii. leilão de permissões.
- Consideração de *offsets*:
 - i. definição dos setores que podem oferecer *offsets*;

- ii. definição dos limites para o uso de *offsets*.

Setores econômicos a serem regulados

A definição de quais setores econômicos devem ser regulados para implantação de mecanismos de valorização de benefícios ambientais deve considerar os seguintes aspectos:

- **Efetividade:** o setor econômico regulado deve representar um grande emissor de GEE ou um grande usuário de recursos ambientais e deve ser capaz de transmitir sinais de preços ao longo da cadeia de decisão de investimentos e consumo, de modo a gerar alterações comportamentais;
- **Eficiência:** o setor econômico regulado não deve estar sujeito a um custo marginal elevado de redução de emissões ou de consumo de recursos ambientais e não deve possuir custos de transação e de MRV elevados;
- **Risco de vazamento de carbono:** o setor econômico regulado não deve possuir bens substitutos produzidos em setores não regulados, de modo a distorcer o mercado sem efeito concreto na redução de emissões de GEE ou consumo de recursos ambientais; e
- **Estrutura de mercado:** setores econômicos com menos agentes são mais fáceis de monitorar e demandam soluções regulatórias menos complexas.

A escolha do setor econômico a ser regulado, todavia, nunca é óbvia e geralmente implica em *trade-offs* relevantes. Por exemplo, a adoção de uma abordagem ampla, que envolva vários setores da economia reduz significativamente o risco de vazamento de carbono e aumenta a efetividade da política pública, mas geralmente implica custos de transação elevados e efeitos distributivos indesejáveis, com a penalização desproporcional de setores com custos marginais de redução de emissões e de consumo de recursos ambientais elevados (que geralmente são atividades mais eficientes no uso de energia e recursos ambientais).

Por outro lado, a restrição do escopo a uma atividade fácil de regular e fiscalizar, como a geração de energia elétrica, significa resultados menos efetivos e um maior risco de vazamento de carbono.



Nesse sentido, tanto o relatório da EPE quanto o do Projeto PMR Brasil, recomendam uma abordagem intermediária, em que os principais setores econômicos em termos de consumo de energia e emissões de GEE devem ser contemplados, sendo que o Projeto PMR Brasil sequer recomenda a inclusão do setor de geração de energia elétrica, preferindo a regulação *upstream* dos importadores e distribuidores de combustíveis.

No caso concreto, todavia, a Lei nº 14.120/2021 define que, ao menos no primeiro momento, o escopo do mecanismo de valorização dos benefícios ambientais deve focar no setor elétrico.

Definição do ponto de regulação

O ponto de regulação se refere à atividade, dentro de um setor econômico, onde se encontra o conjunto de agentes que serão submetidos a limites de emissões de GEE ou de consumo de recursos ambientais, que pode se situar *upstream*, *midstream* ou *downstream*, conforme ilustrado pela Figura 5.

A escolha do ponto de regulação deve se apoiar na avaliação dos seguintes critérios:

- **Efetividade:** o agente regulado deve ser capaz de transmitir sinais de preços ao longo da cadeia de decisão de investimentos e consumo, de modo a gerar alterações comportamentais;
- **Ambiente regulatório:** o ambiente regulatório impacta os custos de transação percebidos pelos agentes e os custos de monitoramento e fiscalização incorridos pela Administração;
- **Acurácia:** a emissão de GEE e o consumo de recursos ambientais devem poder ser mensurados e contabilizados com acurácia no ponto de regulação; e

- **Risco de vazamento de carbono:** o setor econômico regulado não deve possuir bens substitutos produzidos em setores não regulados, de modo a distorcer o mercado sem efeito concreto na redução de emissões de GEE ou consumo de recursos ambientais.

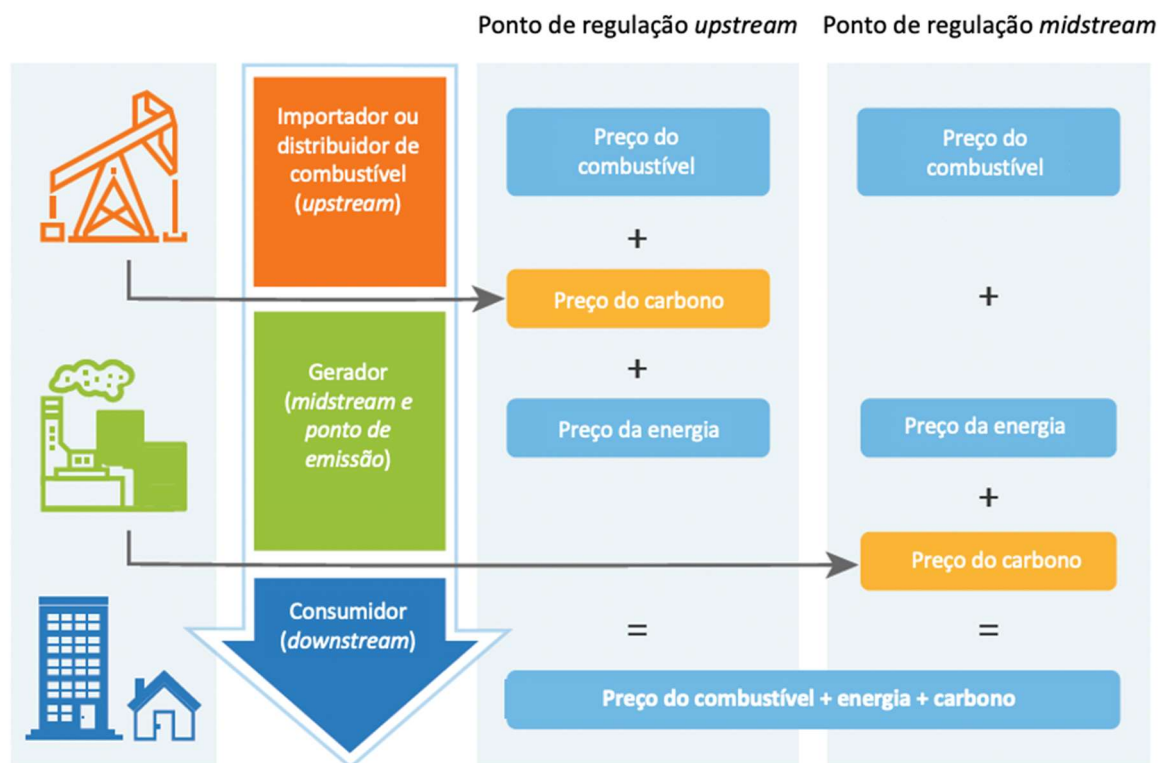


Figura 5: Pontos de regulação e transmissão de sinais de preços. Fonte: World Bank (2021)

Geralmente, os requisitos de efetividade e de acurácia serão melhor atendidos com a definição do ponto de regulação junto aos agentes efetivamente responsáveis pelas emissões de GEE e consumo de recursos ambientais (o ponto de emissão). Todavia, aspectos relacionados com o ambiente regulatório, com a estrutura de mercado e com o risco de vazamento de carbono podem justificar a adoção de um ponto de regulação *upstream* ou *downstream*, conforme ilustrado pela Figura 6.

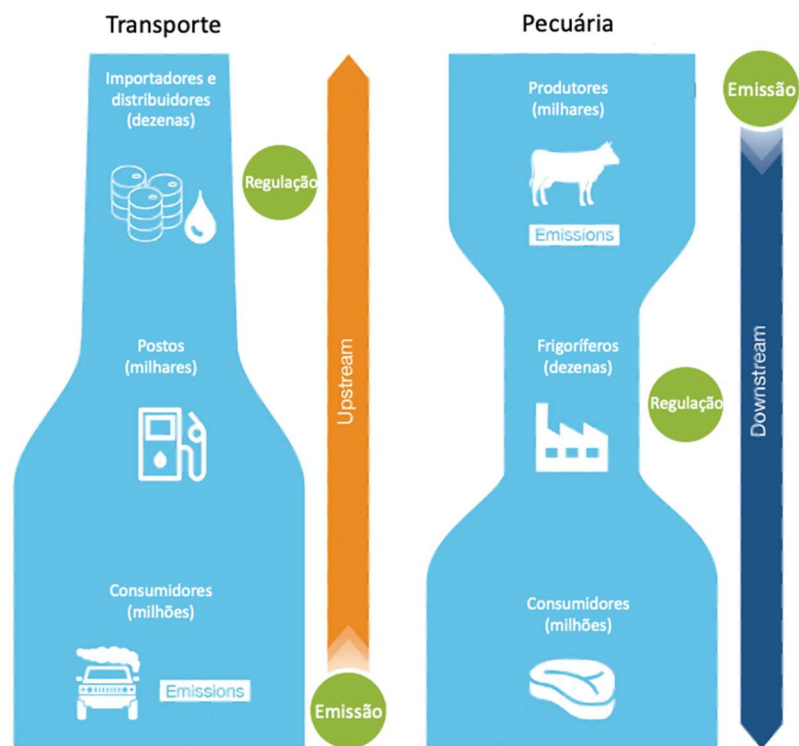


Figura 6: Pontos de regulação e de emissão. Fonte: Adaptado de World Bank (2021).



No caso do setor elétrico brasileiro a questão, mais uma vez, não pode ser resolvida de forma óbvia. Primeiro, como bem apontado pelo relatório da EPE (EPE, 2022):

“71. O potencial de fontes renováveis é bastante grande no Brasil, de forma que a disponibilidade de recursos não constitui uma barreira para a expansão. (...)”

72. Assim, o panorama e a perspectiva do setor elétrico levantam questionamentos importantes no debate sobre a eficácia da implementação de mecanismo de precificação de carbono intrasetorial. Nesta configuração, haveria muito mais oferta de permissão de emissão (créditos de carbono) do que demanda, gerando tendência de baixa do preço do certificado CO₂. Considerando que o setor já tem baixa intensidade de carbono, tal mecanismo não teria o efeito desejado, o de reduzir as emissões.

73. Outra consideração importante se refere a conjunturas de escassez hídrica como a observada em 2014, 2015 e, novamente, em 2021. Em situações análogas, a precificação não tem capacidade de alterar a ordem de mérito do despacho, dada a limitação de geração hídrica e a variabilidade das fontes e eólica e solar. Ao contrário, teria como resultado apenas onerar as usinas térmicas, que estariam desempenhando um papel importante no suprimento de energia e de potência.

74. Finalmente, um mecanismo de precificação onde as indústrias mais carbono intensivas devem fazer escolhas entre comprar permissões (certificados) ou reduzir as emissões não faz sentido se a decisão de geração de energia também não estiver sob sua gerência. No desenho atual do setor elétrico, o despacho centralizado e fica sob a responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS).

75. Considerando a alta participação de fontes renováveis na matriz elétrica, a criação de um mercado de carbono apenas no setor elétrico, tenderia a ser um mercado “vendedor”, no qual a oferta de créditos de carbono seria muito superior à demanda, gerando um viés de baixa nos preços. Tal situação pode requerer uma meta muito elevada para viabilizar a entrada de tecnologias que possam realizar os serviços que as termelétricas prestam para a confiabilidade do sistema.

76. *Por outro lado, ao se considerar esse potencial papel de “vendedor” ou “ofertante” de créditos de carbono em um mercado mais amplo, o setor elétrico brasileiro como um todo se beneficiaria de mecanismos de mercado de carbono intersetoriais ou abrangentes e, principalmente, mecanismos internacionais.”*

Além dos problemas apontados pela EPE, ressalta-se que a inclusão de preços de carbono na atividade de geração de energia elétrica conduziria ao aumento do Custo Variável Unitário (CVU) das termelétricas, à elevação dos desembolsos com o Encargo de Serviço de Sistema (ESS) e ao aumento da volatilidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)².

Ademais, cerca de 65% do mercado consumidor de eletricidade se encontra no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e são atendidos por meio de tarifas reajustadas anualmente. Com isso, a cadeia de transmissão do sinal de preço, necessária para que se opere a mudança de comportamento do lado da demanda, opera com imperfeição, reduzindo a eficácia de um mecanismo de um SCE para a atividade de geração. Nesse contexto, o manual do World Bank (2021) recomenda que o ponto de regulação seja nos próprios consumidores, onde haveria incentivos adequados para mudança de comportamento e adoção de medidas de conservação e eficiência energética.

“There are three possible options for the point of regulation in the electricity supply chain:

(...)

*3. Electricity consumers (downstream). Used in China and the Tokyo and Saitama ETS, this option requires electricity consumers to surrender units associated with their consumption of electricity. **It provides incentives for energy efficiency and conservation**, and tends to focus only on large energy users to avoid high administrative costs. Given this weakness, it tends to be used in cases where emissions costs would otherwise not be reflected in electricity prices (for example, in regulated markets where cost pass-through is not possible) or where generators are outside the jurisdictional reach of the ETS.”* (negrito ABSOLAR)

² Um efeito colateral da elevação do CVU é a postergação da decisão de despacho termelétrico e o deplecionamento antecipado dos reservatórios hidrelétricos, fazendo que a volatilidade do PLD seja ainda maior.



A definição do ponto de regulação nos grandes consumidores de energia elétrica possui ainda a vantagem de possibilitar maior poder de gestão sobre as estratégias a serem adotadas para o atingimento das metas de redução de emissões de GEE, seja por meio da aquisição de permissões no SCE, de certificados no mercado de REC, de autoprodução e cogeração de energia ou de medidas de conservação e eficiência energética. Com isso, espera-se que as metas sejam atingidas ao menor custo social possível.

Sendo assim, optando-se pelo modelo de SCE, considerando o contexto brasileiro, o ponto de regulação deveria ser determinado *downstream*, nos grandes consumidores de energia elétrica. Adicionalmente, para guardar coerência com os estudos prévios realizados no âmbito do Projeto PMR Brasil, em um primeiro momento, a regulação poderia ser restrita a consumidores industriais e a frigoríficos e abatedouros com inspeção federal.

Os consumidores industriais poderiam ser selecionados a partir do critério de demanda contratada (o mesmo utilizado para a abertura do Ambiente de Contratação Livre – ACL), de consumo de energia, e de atividade econômica.

A Figura 7, por exemplo, apresenta o consumo médio de energia elétrica verificado em novembro de 2021 por tipo de atividade econômica e demonstra que as indústrias de extração de minerais metálicos e não metálicos, de metalurgia e de madeira papel e celulose respondem por cerca de 47% de todo o consumo do ACL (CCEE, 2021).

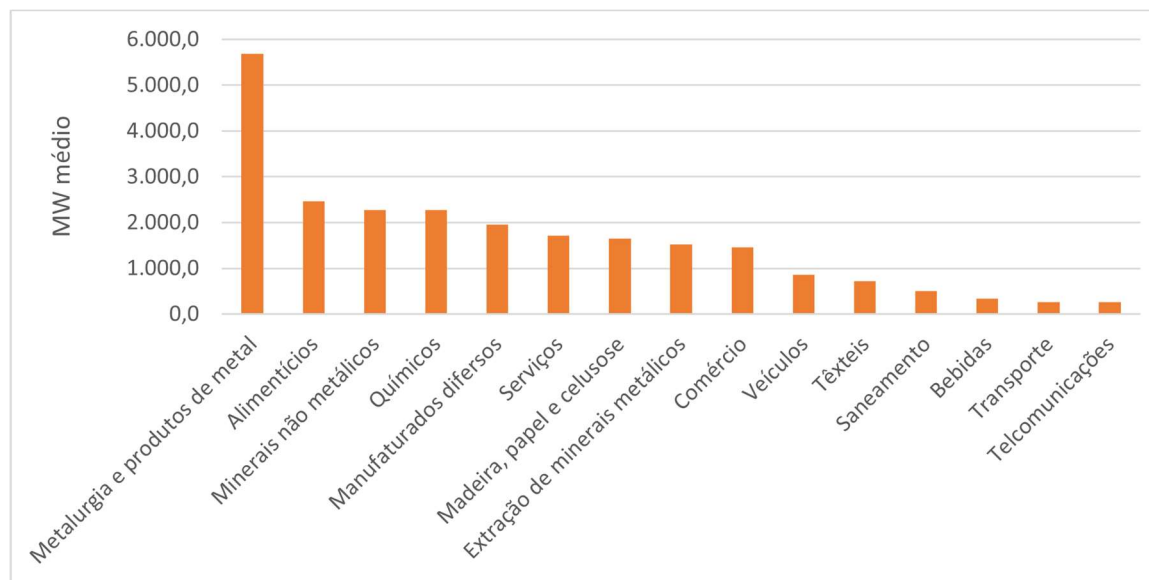


Figura 7: Consumo de energia elétrica no ACL por atividade econômica. Fonte: CCEE (2021).

Ainda assim, e apesar de reconhecer expressamente que a adoção do ponto de regulação na atividade de geração não é a melhor alternativa para o contexto brasileiro, a EPE recomenda que essa opção seja adotada por entender que já haveria uma decisão prévia sobre esse ponto, conforme se extrai do trecho colacionado abaixo:

“19. Em primeiro lugar, o presente relatório foca na consideração dos benefícios ambientais do setor elétrico. Isso porque, sob uma interpretação histórica, lógica e sistemática do texto legal, é possível afirmar que o objeto principal, muito embora não exclusivo, de atenção do legislador foi o



setor de geração de energia elétrica, visto ser aquele diretamente relacionado à emissão de gases de efeito estufa quando do processo de conversão de energias primárias ou secundárias em energia elétrica.”

Ocorre que, nos termos da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, as normas devem ser interpretadas pela Administração Pública da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige.

“Art. 2º A Administração Pública obedecerá, dentre outros, aos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência.

Parágrafo único. Nos processos administrativos serão observados, entre outros, os critérios de:

(...)

XIII - interpretação da norma administrativa da forma que melhor garanta o atendimento do fim público a que se dirige, vedada aplicação retroativa de nova interpretação.” (negrito ABSOLAR)

Sendo assim, o MME deve definir o ponto de regulação com base na alternativa que melhor atender ao interesse público, considerando a finalidade da norma. No caso concreto, a análise dos critérios de decisão indica que o interesse público seria melhor atendido com a definição do ponto de regulação nos grandes consumidores de energia elétrica e não nos geradores.

Ademais, para se mitigar o risco de vazamento de carbono, com grandes consumidores optando pela substituição da energia elétrica fornecida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) por autoprodução termelétrica ou pelo uso direto de fontes energéticas fósseis, é necessário considerar o processo industrial como um todo, na computação do impacto ambiental. Ainda, recomenda-se incluir um ponto de regulação nos importadores e distribuidores de combustíveis.

A primeira alternativa, permite a apuração dos impactos ambientais de forma mais acurada, por avaliar especificamente cada processo industrial, mas, em contrapartida, implica custos de transação e de fiscalização maiores.



A segunda opção, por sua vez, tem menor acurácia, mas permite o aproveitamento da estrutura de governança criada no âmbito do RenovaBio e, portanto, possui baixo custo de transação, de regulação e de fiscalização.

Pelo exposto, recomenda-se a segunda alternativa: ponto de regulação nos importadores e distribuidores de combustíveis. Todavia, seria preciso estender a regulação para abranger o carvão mineral, o coque de petróleo, o gás-natural e demais combustíveis fósseis, isentando-se apenas o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), cujo uso principal é doméstico e comercial.

Sendo assim, visando ao atingimento do fim público da Lei nº 14.120/2021, é possível avaliar a definição do escopo aplicado ao setor elétrico sem se restringir à atividade de geração e, com base nas motivações apresentadas, recomendar a definição do ponto de regulação em grandes consumidores industriais (ou de algumas atividades industriais) e de mineração do ACL, nos abatedouros e frigoríferos com inspeção federal e nos importadores e distribuidores de combustíveis, inclusive carvão mineral, coque de petróleo, gás-natural e outros combustíveis fósseis.

Tal estratégia, além de mais efetiva e eficiente, é mais compatível com a recomendação da EPE de se adotar REC como *offset*, tendo em vista que, por definição, os *offsets* precisam ser gerados fora do setor regulado pelo SCE, e facilita a inclusão de microgeração e minigeração distribuída³, que apesar de ter sido expressamente incluída na legislação, não havia sido contemplada pela proposta de diretrizes da EPE.

Escolha dos GEE e externalidades ambientais que devem ser reguladas

A decisão sobre quais gases devem ser incluídos no arranjo do SCE está diretamente relacionada à decisão dos setores a serem abrangidos pelo sistema e às características dos processos produtivos em termos de emissões e usos de recursos ambientais.

³ A proposta de acoplamento dos mercados de SCE e REC, com o ponto de regulação fora da geração, permite que todas as fontes de geração de energia renováveis e elegíveis para certificação participem do mercado de REC sem distinções. A coexistência do mercado de SCE para geradores e outro de REC, também para geradores, implicaria elevados custos de regulação e de fiscalização, especialmente para se evitar o risco de dupla contagem.



Sendo assim, ao se definir o ponto de regulação nos consumidores industriais do ACL e nos abatedouros e frigoríferos com inspeção federal, para se possibilitar que haja medidas internas de mitigação de emissões de GEE (como autoprodução de energia elétrica e eficiência energética) é interessante que se considere além do consumo de energia elétrica, as emissões associadas aos processos industriais e à fermentação entérica dos rebanhos, como sugerido pelo Projeto PMR Brasil.

Com isso, a ABSOLAR recomenda a regulação do consumo de energia elétrica e de combustíveis fósseis, os processos industriais e a fermentação entérica, implicando na computação de CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs e SF₆.

Outras externalidades ambientais, por uma questão de simplicidade, podem ser consideradas no âmbito da utilização de RECs como *offsets*, como se detalhará mais adiante.

Consideração de *offsets*

Como bem apontado pelo relatório da EPE, a inclusão de *offsets* no mecanismo de SCE possibilita a utilização de créditos de carbono oriundos de agentes não regulados (projetos voluntários) e visam, principalmente, trazer maior flexibilidade ao cumprimento das obrigações de redução de emissões de GEE e de consumo de recursos ambientais, bem como conferir maior liquidez ao mercado de compensação de emissões. **Ademais, a disponibilidade de *offsets* permite que se adotem metas ambientais mais ambiciosas, sem gerar onerosidade excessiva aos agentes regulados pelo SCE.**

Por outro lado, a utilização de *offsets* pode vir acompanhada de custos de transação, de regulação e de fiscalização adicionais e não desprezíveis, inclusive para se evitar o risco de dupla contagem, além de poder gerar (ou amplificar) efeitos distributivos perversos.

No Brasil, como também destacado pela EPE, o maior potencial para geração de *offsets* está no setor de florestas e de mudança de uso do solo, e na geração de energia renovável (não regulada) por meio dos REC.



Em relação aos *offsets* florestais, cabe destacar que eles possuem baixo custo de implantação, quando comparado com alternativas de captura de carbono ou mesmo de geração renovável e de conservação energética, e que podem gerar cobenefícios relevantes para comunidades locais e para a biodiversidade.

Todavia, possuem elevado custo de transação e de fiscalização, além de não serem capazes de assegurar resultados permanentes.

Do ponto de vista dos REC, no contexto brasileiro, já existe montada uma estrutura de governança junto à CCEE que reduz significativamente os custos de transações, de regulação e de fiscalização. Na verdade, a não utilização de REC como *offset*, implicaria o desperdício dos recursos já empregados no seu desenvolvimento.

Ademais, o acoplamento do mercado brasileiro de REC com o SCE a ser implantado tem a vantagem de permitir, já em um primeiro momento, a consideração ampla e abrangente dos benefícios ambientais presente no princípio da Lei nº 14.120/2021.

Para tanto, os critérios de certificação podem ser ajustados para contemplar a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV) dos empreendimentos de geração, além de incorporar questões relativas ao uso do solo e de água e a emissões de particulados, além de permitir a consideração de variáveis sociais como critérios de elegibilidade.

Nesse sentido, cabe destacar que a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) possui quatro normas disciplinando a realização de ACV:

- ISO 14040/2014: Gestão ambiental – Avaliação de Ciclo de Vida – Princípios e Estrutura;
- ISO 14044/2021: Gestão ambiental – Avaliação de Ciclo de Vida – Requisitos e Orientações;
- ISO/TS 14067/2015: Gases de Efeito Estufa – Pegada de carbono de produtos – Requisitos e orientações sobre quantificação e comunicação;
e
- ISO 14025/2015: Rótulos e declarações ambientais – Declarações ambientais de Tipo III – Princípios e procedimentos.



Ademais, o RenovaBio adota a metodologia de ACV atribucional, uma técnica descritiva ou contábil que tem como objetivo atribuir a um produto, fabricado em um dado momento, uma parcela das emissões totais de poluentes e do consumo de recursos na economia, assumindo todos os fluxos de material e energia consumidos pelos processos produtivos e emitidos para o meio ambiente, desde a extração de recursos naturais, aquisição ou produção e tratamento da biomassa, sua conversão em biocombustível, até sua combustão em motores, incluindo todas as fases de transporte (abordagem do berço à cova).

Em relação aos demais benefícios ambientais e sociais eles podem ser considerados na forma de requisitos de elegibilidade, de modo a permitir somente a certificação de empreendimentos que, por exemplo:

- que utilizem fontes renováveis de energia;
- cuja razão entre a área total de uso do solo (incluindo lagos de hidrelétrica) e a potência instalada seja inferior a um valor máximo, definido conforme a fonte energética e revisado periodicamente;
- cuja produção de biomassa não seja oriunda de área onde tenha ocorrido supressão de vegetação nativa a partir de uma determinada data (como a de publicação da Lei nº 12.187/2009) ou onde se pratique trabalho infantil ou escravo;
- cujo sistema de plantio mínimo/reduzido ou que utilize técnicas de rotação ou sucessão de culturas, a exemplo do que ocorre no Renovabio;
- cujo consumo de corretivos e de fertilizantes sintéticos sejam inferiores a limites máximos.

A aplicação conjunta de um SCE com ponto de regulação em grandes consumidores com *offsets* de REC ajuda a reduzir o risco de dupla contagem e facilita a participação de microgeração e minigeração distribuída (diretamente ou por meio de agregadores).

Sendo assim, considerando o contexto brasileiro em que o mercado de REC já foi implantado, recomenda-se que seja permitido somente *offsets* oriundos de geração renovável (REC), deixando os *offsets* florestais para um segundo momento, alertando que sua introdução deve ser acompanhada da inclusão de novos setores da economia no SCE brasileiro, para se evitar uma redução abrupta do preço de carbono.



Finalmente, não se vislumbra, no primeiro momento, a necessidade de limitar o uso de RECs para atingimento das metas do SCE. Em outras palavras, os agentes regulados do SCE poderiam atender suas metas com ações próprias de redução de emissões, com a aquisição de permissões de outros agentes ou com *offsets* de REC, sem qualquer restrição. Com isso, haveria um acoplamento perfeito entre os mercados de SCE e de REC e a paridade de preços das permissões e dos certificados, o que conferiria ampla liberdade para os agentes escolherem as soluções de conformidade regulatória do SCE com a melhor relação custo/efetividade.

Definição do limite de emissões

A ABSOLAR concorda com as propostas de diretrizes da EPE para definição de metas absolutas dos limites de emissões de GEE em consonância com a NDC brasileira e com o princípio de aplicação gradual, bem como a aferição das obrigações do SCE com base nas emissões diretas (sem considerar análise de ciclo de vida).

Definição da forma de alocação das permissões

A ABSOLAR concorda com as propostas de diretrizes da EPE para alocação gratuita de permissões e, em um segundo momento, possibilitar a realização de leilões de permissões.

Todavia, considera-se oportuno estabelecer um cronograma mínimo de implantação que seja aderente com a meta de redução de 50% das emissões de GEEs e de participação de 50% de energia renováveis na composição da matriz energética até 2030 e a meta de neutralidade das emissões de GEEs até 2050.



Nesse sentido, destaca-se que, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030), o consumo de gás natural, carvão mineral e derivados do petróleo responderiam sozinhos por 49,6% matriz energética brasileira em 2030 (EPE, 2021).

Ademais, o PDE 2030 também aponta a existência de cerca de 9.000 MW de motogeradores a diesel, instalados por consumidores de alta tensão para acionamento diário, por cerca de 3 horas, para redução dos custos com as tarifas de uso do sistema de distribuição horárias (tarifas azul e verde). Estes motogeradores são responsáveis por parcela importante de emissões de GEEs e devem ser abarcados pelos mecanismos a serem implementados.

Com isso, para que as metas da NDC possam ser alcançadas é preciso gerar fortes sinais para a conjunção de três fatores:

- eletrificação da economia;
- ampliação da geração renovável de energia elétrica;
- substituição de motogeradores a diesel, atrás do medidor, por fontes renováveis ou sistemas de armazenamento de energia elétrica.

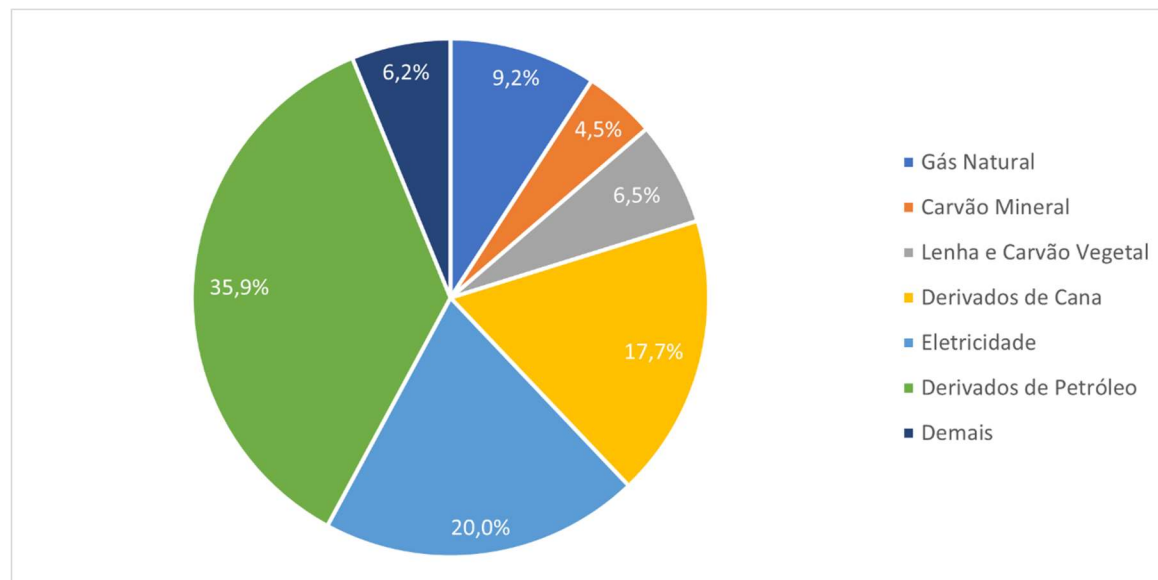


Figura 8 Matriz energética brasileira prevista para 2030. Fonte: EPE (2021).

Por outro lado, considerando a grande disponibilidade e competitividade de fontes energéticas renováveis no Brasil, como ilustrado pela Figura 9, entende-se que o processo de implantação do SCE no setor elétrico pode ocorrer de forma mais acelerada.

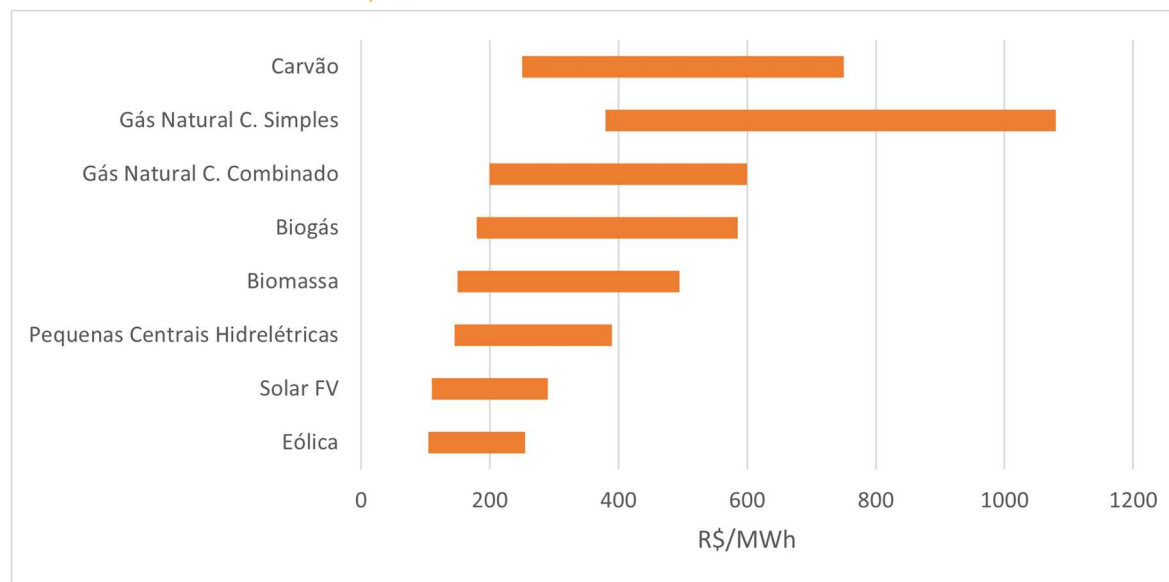


Figura 9 Custo nivelado da energia de fontes de geração no Brasil. Fonte: EPE (2021).

Sendo assim, entende-se que o SCE brasileiro deve ser aplicado a partir de 2023 e determinar o consumo de energia elétrica 100% renovável aos usuários regulados a partir de 2029, admitindo-se um ano de operação teste, em que não haveria penalização por descumprimento, conforme ilustrado pela Figura 10. A inclusão de outros setores da economia poderia ocorrer já a partir de 2025.



Figura 10 Cronograma de implantação do SCE Brasileiro. Fonte: Elaborado pela RegE Consultoria.



Observações adicionais

A participação do Brasil no mercado de carbono transfronteiriço estabelecido no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC), tem sido exclusivamente feita por meio do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), por ser o único instrumento adotado pelo Protocolo de Quioto a permitir participação voluntária de países em desenvolvimento.

Outro marco importante no âmbito do acordo do clima entre os países foi o Acordo de Paris, negociado em Paris durante a COP 21 e aprovado em 2015, no qual mais de 190 países se comprometeram individualmente a envidar esforços para a redução das emissões de gases de efeito estufa por meio das Contribuições Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contributions* – NDCs). O Acordo de Paris previu, em seu Artigo 6, a possibilidade de os países cooperarem para reduzir as emissões conjuntamente, por meio de instrumento de mercado internacional voluntário (itens 2 e 3 do Artigo 6) e também estabeleceu mecanismo, ainda em discussão, para que os países possam contribuir, individualmente, para a mitigação de emissões de gases de efeito estufa e apoiar o desenvolvimento sustentável (item 4 do Artigo 6), que funcionará sob a autoridade e orientação da Conferência das Partes na qualidade de reunião das Partes do Acordo, que poderá ser utilizado pelas Partes a título voluntário.

Em 2020, o Brasil também apresentou oficialmente sua NDC com o Acordo de Paris, negociado em Paris durante a COP 21, reafirmando o compromisso com a intenção (iNDC) apresentada em 2016 de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% em comparação com os valores de 2005. Adicionalmente, à época, o Brasil também se comprometeu a reduzir as emissões em 43% até 2030 em comparação com 2005 e a atingir a neutralidade climática (emissões líquidas nulas) em 2060 (UNFCCC,2021).

Em 2021 na COP 26, o Brasil aumentou o percentual de redução de gases do efeito estufa em 2030 de 43% para 50%. Também se comprometeu a aumentar a participação das fontes de energia renováveis na matriz energética brasileira de 45% para 50% até 2030 e meta de neutralidade de emissões até 2050. (Governo do Brasil, 2021).

Nesse sentido, nota-se que a implementação de um mecanismo de precificação do carbono alinhada ao funcionamento dos mecanismos de mercado pode desempenhar um papel central para realização das ambições do Acordo de Paris bem como para a implementação das Contribuições Nacionalmente



Determinadas (NDCs). Por isso, a operacionalização dos novos mecanismos já em concordância com o Artigo 6 do Acordo de Paris é fator chave para acelerar o mercado de redução de emissões de GEEs.

Com o advento do Artigo 6.4 do Acordo de Paris e, conseqüentemente, da necessidade de adequar o funcionamento do MDL ao estabelecimento de novas regras, modalidades e procedimentos do mecanismo de desenvolvimento sustentável, a Autoridade Nacional Designada do Brasil decidiu, em novembro de 2021, suspender o recebimento de solicitação de emissão de cartas de aprovação para projetos a serem submetidos no âmbito do MDL. A instrução do governo é de que as entidades públicas ou privadas que tenham interesse em registrar nova atividade de projeto ou programa de atividade no âmbito do mecanismo do Artigo 6.4 do Acordo de Paris aguardem a deliberação e a comunicação do Governo Federal a respeito das regras nacionais e do arranjo institucional de governança encarregado de processar os referidos pedidos.

Ainda assim, destaca-se que o MDL é importante precedente para o processo de estabelecimento de um novo mercado de carbono ou de valorização dos atributos ambientais das fontes. Seus procedimentos, metodologias, processos consolidados de verificação e monitoramento, desenvolvimento e as orientações para os critérios de definição e cálculo dos certificados de carbono, que já possuem elevada maturidade metodológica, são vitais para a credibilidade e o sucesso de um mercado de carbono.

A visão do Brasil, explicitada em *“Views of Brazil on the process related to the rules, modalities and procedures for the mechanism established by article 6, paragraph 4, of the Paris Agreement”*⁴, da UNFCCC, é o de que as metodologias do MDL também devam ser aplicadas ao Mecanismo de Desenvolvimento Sustentável (MDS) – novo mercado de carbono a ser estabelecido a partir do Artigo 6 do Acordo de Paris.

“2. Brazil understands that the mechanism under Article 6.4 - the sustainable development mechanism or SDM – is to succeed the clean development mechanism (CDM) of the Kyoto Protocol. Hence, it will be paramount to ensure a smooth transition from the SDM to the CDM, notably with respect to (i) the use of CDM CERs towards NDCs; (ii) the continued validity of CDM methodologies under the SDM; (iii) the issuance of SDM CERs for CDM registered project activities; and (iv) the full migration of the CDM accreditation system for the SDM.

⁴ Disponível em: https://www4.unfccc.int/sites/SubmissionsStaging/Documents/73_345_131520606207054109-BRAZIL%20-%20Article%206.4%20FINAL.pdf

(...)

5. The proper operationalization of the concept of “additionality”, as mandated in paragraph 37(d) of Decision 1/CP.21, is central to the aims of the SDM and to its potential to enhance climate ambition. “Additionality” should award projects that would not have been possible in the absence of the 6.4 mechanism. With the progressive implementation of the Paris Agreement and of policies undertaken in the context of Party’s NDCs, it should be expected that activities that were once deemed additional might no more be able to demonstrate that they are first-of-its-kind or that they pass the investment, barriers and common practice analysis. Brazil believes that current CDM methodologies, being also applicable to the SDM, will ensure that additionality continues to be properly assessed.”

Assim, a habilidade do regime internacional sobre mudança do clima deve assegurar a continuidade e a transição suave do MDL para outro mecanismo embasado pelo Artigo 6 do Acordo de Paris. Por sua vez, novos mecanismos de mercado advindos com a publicação da Lei nº 14.120/2021 também devem ser estruturados em observância a tais potenciais mecanismos.

Conclusão

Por todo o exposto, a ABSOLAR propõe a redução de emissões de gases de efeito estufa e valorização dos benefícios ambientais, por meio de sinais de preços para a mudança de comportamento dos consumidores e das empresas, com a adoção conjunta de um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), com ponto de regulação em grandes consumidores de energia elétrica e em fornecedores de combustíveis fósseis, inclusive carvão mineral, coque de petróleo e gás natural, com um mercado de Certificados de Energia Renovável (REC) para geradores de energia elétrica elegíveis.

Como demonstrado pelo relatório da EPE, a definição do ponto de regulação do SCE na atividade de geração de energia elétrica, no contexto brasileiro, é ineficiente e ineficaz e, portanto, não atende ao interesse público e à finalidade da Lei nº 14.120/2021, conduzindo a simples oneração do custo percebida da eletricidade sem efeito comportamental concreto.



A adoção do ponto de regulação em consumidores de energia elétrica, além de possível do ponto de vista legal e tecnicamente factível, assegura a efetividade da transmissão do sinal de preço do carbono na cadeia econômica, evitando-se efeitos distributivos perversos. Ademais, confere aos consumidores poder de gestão para adotar medidas de mitigação de custo, como investimentos em conservação e eficiência energética ou aquisição de REC e permissões no SCE.

Para se evitar custos de transação e de fiscalização muito onerosos, somente grandes consumidores de energia elétrica devem ser abrangidos pelo SCE, para tanto pode-se usar critérios baseados na demanda contratada, no consumo de energia médio e na atividade econômica, destacando-se que setores com elevada eficiência energética e ambiental com baixa intensidade no consumo de energia elétrica e recursos ambientais não devem ser incluídos no SCE.

Para se mitigar o risco de vazamento de carbono, considera-se fundamental incluir um ponto de regulação nos fornecedores (importadores e distribuidores) de combustíveis fósseis, inclusive carvão mineral, coque de petróleo e gás natural. Essa medida busca evitar o aumento de consumo de combustíveis fósseis nos processos industriais, na produção e frio e calor e na geração de energia elétrica atrás do medidor (especialmente motogeradores termelétricos acionados nos horários de tarifa de ponta, ou ainda localizados junto a sistemas isolados ou consumidores remotos).

Sendo assim, o SCE brasileiro teria como escopo o consumo de eletricidade, o consumo de combustíveis em processos industriais e atividades de mineração e a fermentação entérica de rebanhos e abranteria os seguintes GEE: CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs e SF₆.

Adicionalmente, o mercado de REC existente no Brasil pode (e deve) ser aprofundado e expandido por meio de seu acoplamento com o SCE. Nesse caso os certificados de energia renovável poderiam ser utilizados para abatimento de até 100% das obrigações de reduções de emissões de GEE, o que permitiria o pleno acoplamento entre os mercados de REC e de SCE e a paridade de preços dos certificados e das permissões.

Todavia, os critérios para certificação de geração renovável podem ser revisitados para incluir requisitos complementares de elegibilidade, baseados em benefícios ambientais relacionados como ciclo de vida dos empreendimentos, com a emissão de poluentes e particulados e com o uso do solo e de recursos hídricos, que podem ser computados para definição do saldo líquido de carbono ou considerados como requisitos de elegibilidade.



Ademais, considerando-se os custos e riscos associados, a ABSOLAR recomenda que não se autorize, no primeiro momento, o uso de *offsets* florestais, os quais poderiam ser introduzidos posteriormente, quando o instrumento de SCE e o mercado de REC estiverem mais maduros. Ainda assim, a introdução de novos *offsets* deve ser acompanhada de restrições mais rigorosas para emissões de GEE ou da ampliação do escopo do SCE, de modo a se evitar reduções abruptas do preço do carbono.

Finalmente, a abordagem proposta permite a participação de microgeração e minigeração distribuída no mercado de REC, em atendimento ao disposto na Lei nº 14.300/2022.

Resumo das contribuições

A Tabela 4 apresenta o resumo das contribuições da ABSOLAR apresentadas no âmbito desta Consulta Pública.

Tabela 4: Sugestões da ABSOLAR para aprimoramento das diretrizes do MME

Elemento	Descrição
Tipo de instrumento	Sistema de Comércio de Emissões (SCE) para grandes consumidores de energia do ACL. Certificados de Energia Renovável (REC) para geradores de energia elétrica de fontes renováveis elegíveis.
Implementação	Implementação gradual.
Regras de MRV	Combustíveis: Fator de emissões estimado a partir de parâmetros de conteúdo de CO ₂ e, Tier 1. Eletricidade: Fator de emissões estimadas a partir de parâmetros de conteúdo de CO ₂ e, Tier 2. Consumidores: Emissões estimadas diretamente, Tier 3.
Escopo regulado	Indústria, mineração, combustíveis e pecuária.
Fontes reguladas	Queima de combustíveis, consumo de eletricidade, processos industriais, fermentação entérica.
Gases regulados	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, PFCs, HFCs e SF ₆ .
Pontos de regulação	Combustíveis (<i>upstream</i>): fornecedores (distribuidoras e importadoras) de combustíveis fósseis e minas de carvão mineral e coquearias. Indústria (<i>midstream</i>): estabelecimentos industriais. Pecuária (<i>downstream</i>): abatedouros e frigoríficos com inspeção federal.
Metas de redução de emissões	Metas absolutas.
Uso de offsets	Autorizada a conciliação de até 100% das emissões por REC de geração renovável. Não autorizado, em um primeiro momento, o <i>offset</i> de outros setores.
Tratamento de microgeração e minigeração distribuída	Participa do mercado de REC, sem restrições.
Isenções	Gás Liquefeito do Petróleo (GLP) para uso doméstico e comercial.

Fonte: Elaborado pela RegE Consultoria.



Bibliografia

- CCEE. (2021). Infomercado mensal nº 173. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- EPE. (2021). Caderno de Preços da Geração 2021. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2021). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2022). Proposta de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico - Lei nº 14.120/2021. Empresa de Pesquisa Energética.
- MTCI. (7 de Fevereiro de 2022). (T. e. Ministério da Ciência, Editor) Fonte: Emissões de GEE por setor: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene>
- Projeto PMR Brasil. (2020). Síntese das análises e resultados do Projeto PMR Brasil. <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/pmr/partnership-for-market-readines-pmr>.
- South Pole. (Janeiro de 2022). Energy Attribute Certificates (EACs). Fonte: <https://www.southpole.com/sustainability-solutions/renewable-energy-certificates>
- World Bank. (2021). Emissions trading in practice: A handbook on design and implementation.
- World Bank. (2021). State and Trends of Carbon Pricing 2021. Washington, D.C. doi:10.1596/978-1-4648-1729-1
- CCEE. (2021). *Infomercado mensal nº 173*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
- EPE. (2021). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030*. Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE. (2022). *Proposta de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico - Lei nº 14.120/2021*. Empresa de Pesquisa Energética.
- Projeto PMR Brasil. (2020). *Síntese das análises e resultados do Projeto PMR Brasil*.
- South Pole. (2022, Janeiro). *Energy Attribute Certificates (EACs)*. Retrieved from <https://www.southpole.com/sustainability-solutions/renewable-energy-certificates>
- World Bank. (2021). *Emissions trading in practice: A handbook on design and implementation*.
- World Bank. (2021). *State and Trends of Carbon Pricing 2021*. Washington, D.C. doi:10.1596/978-1-4648-1729-1