

Rio de Janeiro, 07 de fevereiro de 2022

**Ao Ministério de Minas e Energia – MME**

Secretaria de Energia Elétrica – SEE  
Processo nº. 48370.000013/2022-11

**Assunto: Contribuições da Eneva à Consulta Pública MME nº 118/2022**

Prezados Senhores,

Cordialmente cumprimentando-os, referenciamos a Consulta Pública em epígrafe, lançada no dia 21/01/2022 por este Ministério, com o objetivo de “*Divulgar, para Consulta Pública, o Relatório ‘Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - Lei nº 14.120/2021’*”.

De início, elogiamos a iniciativa de consultar os agentes econômicos e a sociedade civil antes de estabelecer as diretrizes de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais de que trata o art. 4º da Lei nº 14.120/2021. O presente diálogo permite o compartilhamento de diferentes visões setoriais, aprimorando o processo.

A Eneva é a maior operadora privada de gás natural do Brasil, responsável por 44% da produção disponível de gás em terra<sup>1</sup>, e a maior empresa privada em potência termelétrica operacional, com 3,1 GW, sendo 2,2 GW já operacionais (44% da capacidade térmica do Subsistema Norte<sup>2</sup>). A atual capacidade de geração da Eneva permite abastecer cerca de 10 milhões de residências brasileiras<sup>3</sup> e a Companhia foi pioneira no modelo *reservoir-to-wire* (usina em “boca de poço”). No âmbito de renováveis, a Eneva construiu o primeiro projeto de geração solar com fins comerciais do Brasil (UFV Tauá), com potência instalada de 1 MWp, implantado no Semiárido do Ceará, em 2011<sup>4</sup>. Recentemente, foi informada ao mercado a combinação de negócios entre Focus e a Eneva, com um portfólio renovável de até 3,7 GWp, focado em novas usinas solares fotovoltaicas<sup>5</sup>.

Buscando contribuir para debate setorial, apresentamos, a seguir, as propostas da Eneva para esta Consulta Pública:

- a. Prazo para implementação das diretrizes de consideração dos benefícios de GEE
- b. Prazo para implementação de outros benefícios ambientais que não somente GEE
- c. Não imposição de novos custos para usinas termelétricas
- d. Transbordamento de fronteiras – exportação de créditos (*offsets*) ou SCE
- e. Tratativas com outros ministérios para uma abordagem multissetorial

---

<sup>1</sup> Boletim Mensal de Produção – ANP. Agosto de 2021.

<sup>2</sup> SIGA – Sistema de Informações de Geração, ANEEL. 18/10/2021.

<sup>3</sup> Utilizando-se como parâmetro o consumo residencial médio no Brasil do Anuário Estatístico 2020 da Empresa de Pesquisa Energética.

<sup>4</sup> Banco do Nordeste. Energia Solar no Nordeste. Caderno Setorial ENE. Ano 1, nº 1, set/2016. p. 33.

<sup>5</sup> “Combinação de negócios entre Eneva e Focus”. Acesso realizado em 07 de fevereiro de 2022.

Disponível em <https://eneva.com.br/noticias/combinacao-de-negocio-eneva-focus/>.

#### **a. Prazo para implementação das diretrizes de consideração dos benefícios de GEE**

De acordo com o relatório apresentado, “conforme se depreende do Relatório Final do GT Modernização, a valorização dos benefícios ambientais surgiu como contrapartida à proposta de extinção dos descontos aplicados na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para as fontes ditas ‘incentivadas’, conforme o previsto no art. 26 da Lei nº 9.427/1996”.

Observa-se, portanto, que a Lei nº 14.120/2021 estabeleceu o prazo coincidente de até 02/03/2022 para (i) a descontinuidade do desconto na TUST/TUSDg para novas outorgas de fontes incentivadas e (ii) o Poder Executivo definir as diretrizes para implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais.

Como destacado no relatório, o texto do Projeto de Lei do Senado nº 232/2016 (atualmente em tramitação na Câmara dos Deputados sob o nº 414/2021) prevê que o “Poder Executivo deverá implementar plano para a valorização dos benefícios ambientais”. Por outro lado, a Lei nº 14.120/2021 menciona que o “Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação”. Isto é, há uma diferença entre “implementação” e “definição de diretrizes para implementação”.

A definição das diretrizes ora proposta, portanto, ainda carecerá de implementação por parte do Poder Executivo, causando um descasamento temporal entre a descontinuidade da possibilidade de fontes incentivadas usufruírem do desconto da TUST/TUSDg (novas outorgas solicitadas a partir de 02/03/2022) e a efetiva valoração dos benefícios ambientais trazidos por tais fontes (data ainda indefinida), ante previsão inicial do Relatório Final do GT Modernização.

Destaca-se também a ausência no relatório de qualquer cronograma indicativo para a efetiva implementação da valoração dos benefícios ambientais. Os geradores titulares de fontes incentivadas não possuem ainda previsibilidade de quando tais atributos ambientais seriam valorados. Portanto, a primeira contribuição seria no sentido de instituir um cronograma para a efetiva implementação dos mecanismos dos benefícios ambientais, quando da versão final do relatório.

#### **b. Prazo para implementação de outros benefícios ambientais que não somente GEE**

O relatório informa que irá se restringir na proposição para emissão de gases de efeito estufa (GEE):

*“Em segundo lugar, apesar da amplitude do texto legal vigente, é importante registrar que o presente relatório foca na emissão de gases de efeito estufa. Como acima mencionado, a correção da consideração dos benefícios ambientais à emissão de gases de efeito estufa foi o ponto de partida do GT Modernização e a proposta original do Poder Executivo quando da edição da medida provisória, razão pela qual o presente relatório restringir-se-á ao mencionado tema, sem prejuízo de, em momento posterior, serem considerados outros benefícios ambientais. Como já mencionado, os benefícios ambientais relacionados à mitigação de gases de efeito estufa são fundamentais, não apenas devido aos compromissos internacionais assumidos pelo país, mas também por benefícios ambientais adicionais associados ao uso de combustíveis fósseis como a redução de poluentes locais (SOx, NOx e material particulado)”.*

No entanto, muito embora a antiga Medida Provisória nº 998/2020 estipulasse a valoração da baixa emissão de GEE, o texto final da Lei nº 14.120/2021 (conversão em lei da MP) suprimiu a expressão “gases causadores do efeito estufa”, tratando somente de “benefícios ambientais”, após atuação do Congresso Nacional. Desta forma, outros benefícios, que não somente a emissão de GEE, deveriam ser valorados nos mecanismos de substituição ao desconto da TUST/TUSDg:

*“De acordo com a redação dada pela MP nº 998/2020, os benefícios ambientais a serem valorados por meio do plano a ser implementado pelo Poder Executivo deveriam dizer respeito à*

*baixa emissão de gases causadores do efeito estufa. No entanto, após tramitação pelo Congresso Nacional, a expressão 'gases causadores do efeito estufa' foi suprimida, ante a justificativa de que outros atributos também poderiam ser valorados".*

Ainda que o relatório mencione as dificuldades metodológicas de valoração, neste momento, dos demais atributos renováveis que não as emissões de GEE, a Lei nº 14.120/2021 suprimiu a menção expressa aos GEE a fim de que os demais atributos das fontes incentivadas fossem corretamente valorados. Neste sentido, verificamos que o relatório não estabeleceu qualquer cronograma indicativo para a definição das demais diretrizes que não somente GEE, tampouco de sua efetiva implementação no Brasil, em atendimento ao comando legal. A contribuição da Eneva é de que haja um cronograma indicativo da definição das demais diretrizes e de suas respectivas implementações no que tange os demais benefícios renováveis que não somente GEE.

### **c. Não imposição de novos custos para usinas termelétricas**

Da mesma forma que fontes incentivadas existentes ou cujas outorgas forem solicitadas até 02/03/2022 terão direito ao desconto na TUST/TUSDg durante o termo de outorga e não serão alcançadas pelas diretrizes a serem elaboradas pelo Poder Executivo para os mecanismos de consideração dos benefícios ambientais, fontes termelétricas existentes, já outorgadas ou em processo de emissão de outorgas, ao menos, não poderiam ser penalizadas com quaisquer adições de custos referentes à valoração dos benefícios ambientais de fontes renováveis que se discute (precificação das emissões).

Tais adições de custos de GEE não foram concebidas na matriz de custos dos agentes termelétricos e poderiam encarecer ainda mais o custo da energia no Brasil, considerando a necessidade de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos regulados. Ademais, o nível de emissões já foi analisado pelo licenciamento ambiental de tais empreendimentos:

*"Considerando o desenho de mercado atual, entende-se que a consideração de um mecanismo de precificação de carbono não implicaria em efeitos distintos relevantes para o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), principalmente se a contratação de capacidade, produto mais relacionado ao serviço prestado pelas termelétricas, for realizada através do mecanismo de reserva de capacidade. Neste mecanismo, os custos são alo-cados independente dos ambientes de contratação, como também está previsto para a separação lastro e energia, de acordo com a proposta para a modernização e redução dos limites para contratação livre.*

*Os efeitos da precificação de carbono tendem a causar efeitos diversos entre os ambientes, caso ocorra contratação elevada de termelétricas através dos leilões regulados, principalmente com elevados percentuais de inflexibilidade. Nesse caso, as emissões impactariam, de forma proporcional, a receita fixa necessária dos empreendimentos (suportada apenas pelo consumidor ca-tivo), gerando um aumento de custo para a contratação de energia do ambiente cativo. Além disso, os impactos de custo que atinjam a parcela de geração flexível termelétrica, seriam incorporados no custo variável unitário (CVU) das usinas, o que, apesar de alterar a condição de competitividade avaliada na competição do leilão, tem os efeitos distribuídos para todo o mercado consumidor, cativo e livre, através de seus efeitos na formação de preço no mercado de curto prazo ou encargos do setor (no caso de geração flexível fora da ordem de mérito)".*

Em momentos em que o acionamento de térmicas for mais necessário, como em contextos hidrológicos críticos do SIN, a precificação de carbono poderia onerar as usinas justamente no desempenho de seu papel mais importante no suprimento de energia e potência, considerando que as emissões diretas de GEE seriam resultado da geração realizada (operação variável), no caso empreendimentos totalmente flexíveis. Vale destacar que a geração termelétrica ocorre de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (para usinas com despacho centralizado), e não por decisão unilateral dos geradores termelétricos:

*"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 variabi-*

*lidade das fontes 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”.*

Importante destacar que a adição de fontes renováveis intermitentes deve ser acompanhada pela garantia de confiabilidade de outras fontes energéticas que permitam a operação satisfatória do ONS, como forma de evitar que a intermitência renovável possa oferecer risco ao suprimento da carga/demanda do SIN. A Lei nº 14.120/2021 não cita somente “diretrizes para a implementação (...) de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais”, mas “em consonância com mecanismos para a **garantia da segurança do suprimento** e da **competitividade**”. Portanto, há um tripé a ser observado na implementação pelo Poder Executivo: (i) valoração dos benefícios ambientais; (ii) garantia da segurança de suprimento; (iii) competitividade.

Neste sentido, considerando o efeito-dominó e indesejado que uma precificação de carbono ou imposição de novos custos acarretaria à matriz dos geradores termelétricos, a Eneva compreende que a implementação das diretrizes dos mecanismos de consideração dos benefícios ambientais de fontes incentivadas não onerará empreendimentos termelétricos existentes, outorgados ou mesmo em processo de obtenção de outorga. E, mesmo para novos empreendimentos termelétricos, contratados em Leilões de Reserva de Capacidade ou em leilões regulados destinados ao mercado cativo, tal questão é sensível e deverá ser discutida em detalhe (sua aplicação ou não) com o mercado e demais agentes envolvidos em outro fórum, haja vista que tais custos seriam repassados para o segmento consumo (livre ou regulado – garantia da segurança de suprimento) e refletiriam diretamente na competitividade.

#### **d. Transbordamento de fronteiras – exportação de créditos (offsets) ou SCE**

O relatório cita que uma das diretrizes é a de “*priorizar que o escopo do Mercado de Carbono seja multissetorial (ou seja, além do setor elétrico)*”. Isto é, conforme previsto na Lei nº 14.120/2021, além do setor elétrico, outros setores da economia poderiam ser envolvidos na construção de um Mercado de Carbono que vise ao atingimento da NDC brasileira.

O documento cita diversas experiências internacionais na precificação de carbono, como a EU SCE, California Cap-and-Trade Program, Korean ETS, o de Québec e o Chinese National ETS. Uma contribuição é que haja a participação do Poder Executivo federal na facilitação de transações de créditos de carbono ou mesmo de certificados renováveis de fontes incentivadas, localizadas em território nacional, com os mecanismos de Mercado de Carbono já existentes no exterior, permitindo o “transbordamento” do mercado de carbono brasileiro para outros países (mecanismo de adesão), a partir de um facilitador (ponte federal que facilite o acesso das geradoras brasileiras ao mercado internacional) e sem prejuízo de discussões futuras para conformar um Mercado de Carbono nacional. Poderia ser avaliada, por exemplo, a atuação mais fortalecida do Ministério das Relações Exteriores – MRE nessa alternativa.

Observa-se que a facilitação de tais transações por parte do governo brasileiro permitiria demanda potencial superior à única nacional, evitando situações de constrição que possam subprecificar o carbono ou mesmo onerar substancialmente o setor elétrico com novos custos.

#### **e. Tratativas com outros ministérios para uma abordagem multissetorial**

A Lei nº 14.120/2021 estabelece que as diretrizes deverão prever a possibilidade futura de integração dos mecanismos de consideração dos benefícios ambientais com setores da economia que não apenas o setor elétrico, observada a articulação dos Ministérios envolvidos. Nessa mesma linha, o relatório propõe que haja uma abordagem multissetorial, a fim de não incluir somente o setor elétrico, que já possui uma matriz elétrica altamente renovável:

*“Atualmente o Brasil dispõe de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável. Segundo o BEN (2021), 85% da oferta interna em 2020 foi proveniente de fontes renováveis (ao se considerar a fonte nuclear, pode-se concluir que 87% da energia elétrica gerada em 2020 era não emissora de GEE). Para o futuro, o planejamento do setor, através do Plano Decenal de Energia 2030, indica a manutenção e, mesmo aumento, das altas taxas de renovabilidade na*



*matriz. Essa perspectiva torna a mitigação adicional de emissões de GEE no setor elétrico mais desafiadora”.*

Sobre o assunto de envolvimento de outros ministérios, o relatório esclarece que no “*nível da Administração Pública, é importante, ainda, avaliar a oportunidade da formação de comitês interministeriais, seja em função da existência de sinergias verificadas entre determinadas pastas, seja em razão da eventual ampliação da cobertura de setores regulados, de modo a atrair a competência de outros ministérios*”.

Como é de conhecimento deste MME, grande parte da contribuição de GEE no Brasil ocorre por outras origens que não o setor energético. Conforme dados da 5ª Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil<sup>6</sup>, em 2016, o setor de energia (incluindo produção e consumo de combustíveis) foi responsável por 32% do total de emissões. E, desse total, o segmento de transporte é o maior emissor (portanto, alheio ao setor elétrico brasileiro). Neste sentido, para o atingimento da NDC brasileira, torna-se imperativo o envolvimento de outros ministérios e setores da economia na discussão – o setor elétrico brasileiro não tem o condão de atingir a NDC isoladamente. A análise multissetorial será também relevante para atingir os objetivos de um Mercado de Carbono sustentável e que não onere excessivamente os consumidores do setor elétrico.

Isto posto, sugerimos que sejam elencados os ministérios críticos para uma “abordagem multissetorial” na versão final do relatório, incluindo cronograma de eventos para as discussões com os demais setores da economia sob jurisdição de tais ministérios, com planos de ação (ex: criação ou não de comitês interministeriais, com datas) para o cumprimento da proposta. Mesmo porque não resta clara a real contribuição que o setor elétrico brasileiro teria na NDC brasileira. Outro ponto relevante é definir os atores responsáveis pela MRV (Mensuração, Relato e Verificação), que deveriam participar das discussões relativas aos comitês interministeriais.

<sup>6</sup> Referência utilizada da Nota Técnica EPE/DEA/GAB/014/2020, de dezembro/2020.