

**PROPOSTA DE DIRETRIZES PARA A
CONSIDERAÇÃO DE BENEFÍCIOS
AMBIENTAIS NO SETOR ELÉTRICO –
LEI 14.120/2021**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso

Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios

Agnes Maria de Aragão da Costa

Chefe da Assessoria Especial de Gestão de Projetos

Dênis de Moura Soares

Diretora do Departamento de Gestão do Setor Elétrico

Fabiana Gazzoni Cepeda

Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<https://www.epe.gov.br/>

Coordenação Geral

Giovani Vitória Machado

Coordenação Executiva

Elisângela Medeiros de Almeida

Glauce Maria Lieggio Botelho

Equipe Técnica

Bruno Abreu Bastos

Guilherme de Paula Salgado

Fernanda Corrêa Ferreira

Leandro Pereira de Andrade

Luisa Domingues Ferreira Alves

Marcos Ribeiro Conde

Maria Cecília Pereira de Araújo

Mariana Lucas Barroso

Patrícia Costa Gonzales de Nunes

Pedro Ninô de Carvalho

Agradecimentos

Nossos agradecimentos às seguintes instituições e especialistas que contribuíram com a elaboração deste documento por meio da participação nas reuniões, diálogos técnicos, workshops e pesquisa:

Anais Jalbert - Analista de Mercado de Carbono, Parcerias e Supervisão de Mercado do Québec Ministry of Environment

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE

Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE

Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE

Associação Brasileira das Indústrias de Vidro - ABIVIDRO

Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica - ABCE

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE

Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEÓLICA

Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR

Associação Brasileira de Engenharia Industrial - ABEMI

Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL

Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD

Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) - ABRAPCH

Associação Brasileira do Biogás - ABIOGÁS

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL

Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE

Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução e Energia Elétrica - ABIAPE

Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares - ABDAN

Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN

Carolina Nogueira Learth Sermento Carvalho - Negócios Sustentáveis do Santander Brasil

Caroline Dihl Prolo - Sócia do Stocche Forbes Advogados

Confederação Nacional da Indústria - CNI

Danielle Machado e Silva Conde - Especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da ANP

Fábio José de Almeida Zenaro - Diretor de Produtos Balcão e Novos Negócios da B3

Fernando Giachini Lopes - Diretor do Instituto Totum

Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança - Secretário Adjunto da Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SDI) do Ministério da Economia

Guido Couto Penido Guimarães - Consultor do Banco Mundial

Guilherme Arantes - Gerente de Estudos Setoriais de Energia Elétrica na Área de Energia do BNDES Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

International Energy Agency – IEA

Joísa Campanher Dutra Saraiva - Fundadora e diretora do FGV CERI, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas

José Alves de Mello Franco - Diretor de Regulação e Comercialização de Furnas

José Domingos Gonzalez Miguez - Ex- Coordenador Geral de Mudanças Climáticas do Ministério da Ciência e Tecnologia.

Luca Lo Re - Analista de Meio Ambiente e Mudança Climática da International Energy Agency – IEA

Luiz Augusto Barroso - Presidente da PSR

Luiz Carlos Ciochi - Diretor Geral do ONS

Mariano Berkenwald - Coordenador para América Latina do Clean Energy Transitions Programme da International Energy Agency – IEA

Mark Sippola - Gerente de Alocação de Permissões do California Air Resources Board

Mattos Filho Advogados

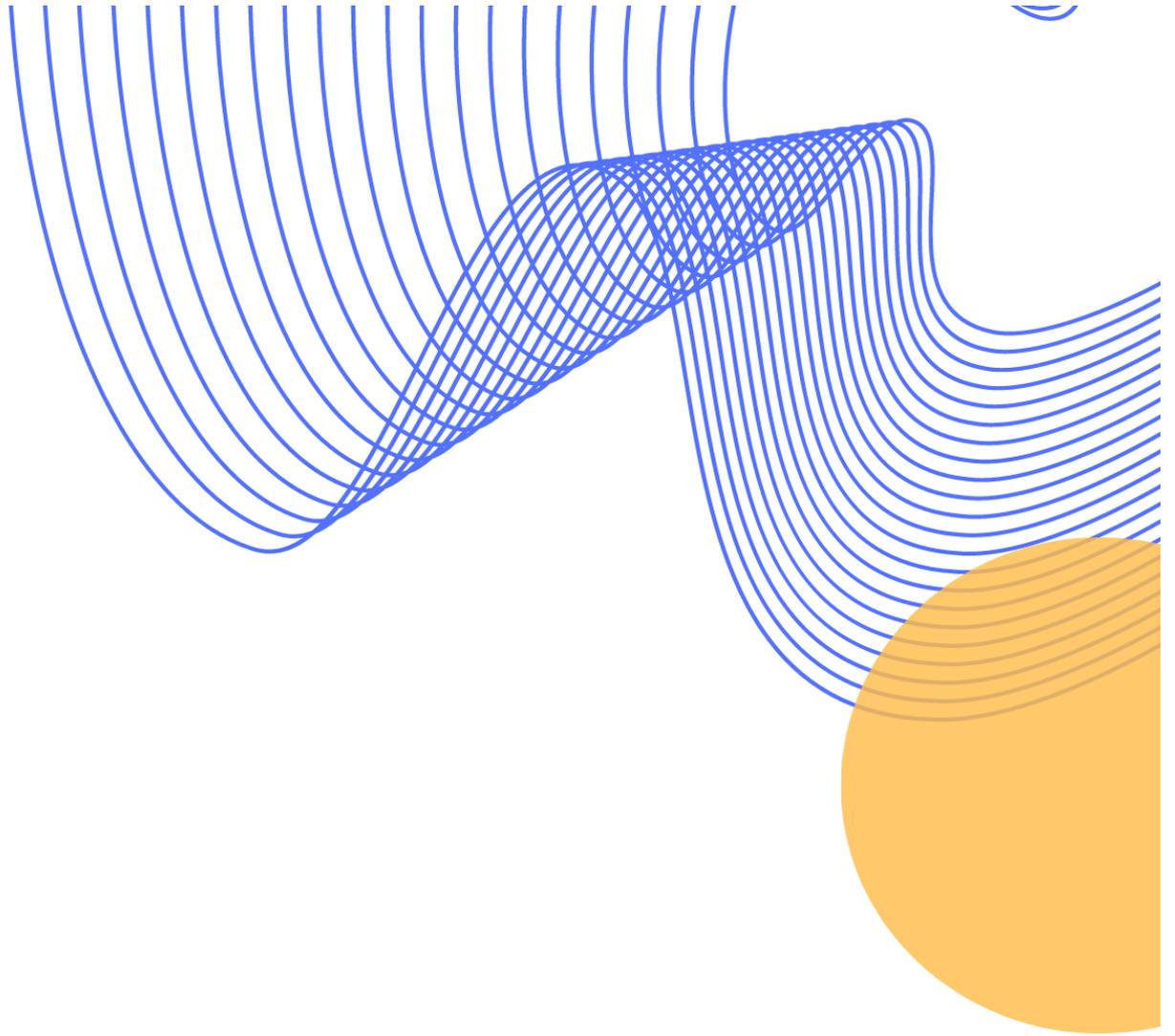
Ronaldo Seroa da Motta - Professor de Economia do Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas (PPGCE) da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ);

Sara Moarif - Chefe do Setor de Meio Ambiente e Mudança Climática da International Energy Agency – IEA

Talita de Oliveira Porto - Vice-presidente do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Sumário

Sumário Executivo	4
1. Introdução	6
1.1 Diálogos Técnicos e Workshops	7
1.2 Análise da Lei 14.120/2021	10
1.3 Setor elétrico brasileiro.....	13
1.4 Posicionamento das instituições e a construção do consenso.....	15
1.5 Principais Desafios e Oportunidades	16
2. Análise de Alternativas (nós de decisão)	20
2.1 Definição dos benefícios ambientais.....	20
2.2 Mecanismos de precificação	20
2.3 Abrangência da precificação	23
2.3.1 Precificação no setor elétrico	23
2.3.1.1 Implicações para os Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL).....	24
2.3.2 Precificação abrangendo outros setores (definição de escopo e cobertura)	24
2.3.3 Escopo (Emissões diretas / Análise de ciclo de vida)	25
2.4 Definição do teto de emissões em consonância com a NDC brasileira	26
2.4.1 Definição do tipo de meta (relativa ou absoluta)	27
Metas Absolutas	27
Metas relativas	27
2.5 Alocação de permissões de emissão de CO ₂	27
2.5.1 Alocação gratuita (<i>grandparenting</i> x <i>bechmarking</i> - transição)	28
2.5.2 Leilão de permissões	28
2.6 Governança e arcabouço regulatório.....	29
2.6.1 Uso de Compensações (<i>offsets</i>)	29
2.6.2 Instituições reguladoras / Estrutura	31
2.6.2.1. Instrumentos legais	33
3. Diretrizes	37
4. Bibliografia	40
5. Anexos	44



1. SUMÁRIO EXECUTIVO

Sumário Executivo

1. Em 2020, no âmbito da MP nº 998, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE foi acionada pelo Ministério de Minas e Energia para atuar no suporte técnico e na facilitação do processo de definição de diretrizes para consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa. Nesse momento a EPE delineou uma estratégia de atuação que se iniciou com a pesquisa e publicação da Nota Técnica Precificação de Carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil (EPE, 2021), realização de reuniões e workshops com especialistas e instituições de governo e do setor produtivo e participação de diálogos técnicos promovidos pela Agência Internacional de Energia (IEA).
2. A conversão da MP 998, na Lei n. 14.120/2021, de 01/03/2021, representou grande avanço para o setor elétrico, consolidando alterações importantes no sentido de reduzir tarifas e trazer benefícios ao consumidor de energia elétrica. Dentre seus avanços, destaca-se o comando legal para que o Poder Público Federal defina diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade.
3. Apesar da alteração promovida pelo Congresso Nacional, que suprimiu a expressão “gases causadores do efeito estufa”, permitindo maior amplitude dos benefícios ambientais, o presente relatório manteve o foco nas emissões de GEE. Foram quatro os motivos principais. O primeiro porque ações de mitigação de GEE geram também co-benefícios ambientais associados à redução do uso de combustíveis fósseis. Em segundo lugar, existem ainda desafios conceituais e em nível de complexidade para a consideração de outros benefícios, cujas métricas de valoração inserem um determinado grau de subjetividade ao resultado final. Terceiro, para outros aspectos ambientais já existem mecanismos de controle por meio de legislação e licenciamento ambiental. Finalmente, a pesquisa realizada pela EPE com diversas instituições de diversos setores produtivos apontou um consenso sobre a consideração da externalidade relacionada às emissões de GEE como benefício ambiental.
4. Ao longo desse processo a EPE buscou mapear o posicionamento dos agentes de modo a subsidiar a definição das diretrizes. Ainda que não seja possível definir as diretrizes em consonância exata com os resultados da pesquisa, ela representa uma importante ferramenta para que se conheça os aspectos que norteiam as decisões de investimentos das empresas, tornando o processo mais aderente às necessidades do mercado e mais participativo.
5. Em consonância ao mapeamento institucional, era necessário também discutir tecnicamente qual a melhor configuração para um mecanismo de precificação de carbono, considerando as especificidades do setor elétrico. Questões como escopo, definição de teto (cap), definição de metas, alocação de permissões, governança, uso de offsets e instrumentos legais foram amplamente debatidas (ainda que não de forma exaustiva) para embasar as seguintes diretrizes propostas:
 - Estabelecer como parâmetro inicial para a consideração de benefício ambiental do setor elétrico a mitigação da emissão de gases de efeito estufa.
 - Adotar um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), com formato teto-e-comércio de certificados (cap-and-trade), como instrumento de precificação de carbono - i.e. um Mercado de Carbono Regulado em mercado de capitais organizado.
 - Priorizar que o escopo do Mercado de Carbono seja multissetorial (ou seja, além do setor elétrico).
 - Adotar um teto de emissões absoluto compatível com a NDC brasileira.

- Estabelecer uma abordagem por etapas progressivas, com uma distribuição gradual das permissões, iniciando com permissões gratuitas até que se defina um arranjo que contemple leilões e permissões gratuitas, considerando as características dos participantes.
- Realizar estudos e modelagens para definição do percentual permitido de compensação (offset), de acordo com os setores envolvidos e nível de ambição.
- Estruturar um Sistema Mensuração, Relato e Verificação (MRV).
- Mapear a Governança e os instrumentos legais necessários para a criação de um Mercado de Carbono, inclusive interagindo com outras entidades governamentais para a constituição de um escopo mais amplo.
- Formular e implementar estratégias de comunicação e engajamento das partes interessadas.
- Promover uma implementação gradual a partir de uma experiência piloto.
- Definir formas de monitoramento e avaliação do Mercado.
- Estabelecer com a CCEE um mecanismo de incentivo ao mercado de REC, consolidando e disponibilizando informações para seu fortalecimento, bem como assegurando a integralidade ambiental dos montantes associados aos contratos para possibilitar sua utilização como offset no mercado regulado de carbono no futuro.
- Incentivar os instrumentos de finanças verdes já disponíveis para o setor elétrico.
- Desenvolver bases de informações e estudos para estruturar diretrizes acerca de outros benefícios ambientais do setor elétrico.

1. Introdução

6. Nos últimos dez anos, foram fortalecidas as bases para uma transição em direção a uma economia de baixo carbono. Diversos países, incluindo o Brasil, começaram a desenhar trajetórias rumo à neutralização de carbono, tendo a redução das emissões ligadas à geração de energia como uma das frentes fundamentais para alcançar essa neutralidade.

7. O setor elétrico brasileiro tem significativa participação de energias renováveis e de fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa. As energias renováveis se somam à energia nuclear para alcançar impressionantes 85% de fontes não emissoras de gases de efeito estufa no suprimento da energia que o brasileiro consome. O setor elétrico brasileiro também tem desenvolvido progressivamente instrumentos e práticas de planejamento e gestão que consideram os benefícios ambientais das fontes e que inserem os aspectos socioambientais ao longo do processo decisório a fim de ampliar seus padrões de sustentabilidade.

8. A EPE, ainda em 2020, durante a vigência da MP nº 998, foi acionada pelo Ministério de Minas e Energia, com apoio do Ministério da Economia, para atuar no suporte técnico e na facilitação do processo de definição de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico. No início de 2021, com a publicação “Precificação de Carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil” (EPE, 2021), buscou-se o nivelamento de conceitos e a apresentação de experiências e reflexões para a aplicação de mecanismos de precificação de carbono no setor energético.

9. A conversão da MP 998, na Lei n. 14.120/2021, de 01/03/2021, representou grande avanço para o setor elétrico, consolidando alterações importantes no sentido de reduzir tarifas e trazer benefícios ao consumidor de energia elétrica. Dentre seus avanços, destaca-se o comando legal para que o Poder Público Federal defina diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade.

10. Nas discussões sobre o conceito de benefícios ambientais das fontes de geração elétrica, tratar das emissões de carbono como um desses benefícios é fundamental. Isto porque: i) tais emissões têm impactos globais e podem trazer vulnerabilidades climáticas para o próprio país; ii) o Brasil assumiu compromissos internacionais para redução das emissões de gases de efeito estufa ratificados em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, da sigla em inglês); iii) como as emissões de gases de efeito estufa estão, em boa medida, relacionadas ao consumo de combustíveis fósseis, sua redução traz simultaneamente, em maior ou menor grau, outros benefícios ambientais (benefícios colaterais), como a redução de emissões de poluentes locais (SOx, NOx e material particulado).

11. De modo a mapear expectativas e iniciar um processo de criação de consenso entre atores e instituições, foi promovida uma sequência de reuniões e eventos com agentes do setor energético e outros setores. Com base nas discussões técnicas ocorridas, o presente documento objetiva fornecer ao MME propostas de diretrizes para a consideração de benefícios ambientais no setor elétrico, em atendimento à Lei nº 14.120/2021, de modo a indicar os caminhos mais viáveis ao mercado de energia e investimentos no setor.

1.1 Diálogos Técnicos e Workshops

Diálogos Técnicos com a Agência Internacional de Energia – IEA com enfoque em Mercado de Carbono no Setor Elétrico

No âmbito do Programa de Transições de Energia Limpa (CETP), a IEA promoveu uma série de diálogos técnicos com a EPE e o MME.



Diálogo 1 – 28 de abril – o diálogo foi subdividido em 03 sessões a saber e respectivos sub-temas:

Sessão 1 - Princípios gerais de precificação de carbono e visão geral dos instrumentos de precificação de carbono

- Externalidades e conceito de precificação de carbono
- Instrumentos externos e internos de precificação de carbono, SCE vs impostos de carbono
- Estado e tendências de precificação de carbono em todo o mundo

Sessão 2: Elementos de design e funcionamento de um SCE

- Como funciona um SCE?
- Elementos de design de um SCE
- Uso das receitas
- Mecanismos de flexibilidade

Sessão 3: SCE e o mercado de energia

- SCE em várias estruturas de mercados de energia
- Exemplos

Diálogo 2 – 18 de maio – a Sessão 1: Compreendendo a ligação entre o SCE e os mercados de energia eficientes, abordou os seguintes subtemas:

- Contabilização de todas as externalidades na geração de eletricidade
- Sistemas SCE e os benefícios da integração regional
- SCE e a importância da formação de preços eficientes para a adequação

Sessão 2 – Etapas para o desenho e implementação de um SCE, abordou 10 etapas e promoveu discussões sobre cada uma delas com base em questões norteadoras.

Diálogo 3 – 10 de junho –foi realizado um resumo das discussões ocorridas nos diálogos anteriores e o enfoque na Etapa 4 – Configuração do teto de emissões.

Diálogo 4 – 28 de junho – foi realizada a recapitulação das discussões anteriores e promovidas apresentações e discussões sobre as Etapas 5 – Distribuição de Permissões e Etapa 6 – Uso de Offsets, do desenho e implementação de um SCE.

Workshops Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico - É hora de um mercado de carbono?



1º Workshop (13, 16, 19 e 20/04/2021) - As discussões abordaram os desafios da estruturação de um mecanismo de precificação de carbono que considere as especificidades e a complexidade do setor elétrico. Com base em experiências internacionais e nacionais, foram abordadas questões como o processo de modernização do setor, sinalização correta de preços, impactos distributivos e sobre os custos, além dos requisitos de garantia de segurança e competitividade estipulados pela Lei 14.120/2021. Outro tema importante debatido foi a abrangência da precificação, com destaque para as vantagens de uma abordagem multissetorial. No Anexo I são apresentados os relatos dos 4 dias do evento.

Participantes:

- Agnes Maria de Aragão da Costa** - Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios do MME
- Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança** - Secretário Adjunto da Secretaria de Desenvolvimento Econômico (SDI) do Ministério da Economia
- Ronaldo Seroa da Motta** - Professor de Economia do Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas (PPGCE) da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ);
- Talita de Oliveira Porto** - Vice-presidente do Conselho de Administração da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE
- Guido Couto Penido Guimaraes** - Consultor no Banco Mundial
- Caroline Dihl Prolo** - Sócia do Stocche Forbes Advogados
- Fábio José de Almeida Zenaro** - Diretor de Produtos Balcão e Novos Negócios da B3
- Fernando Giachini Lopes** - Diretor do Instituto Totum
- Mariano Berkenwald** - Coordenador para América Latina do Clean Energy Transitions Programme da International Energy Agency - IEA
- Luiz Carlos Ciochi** - Diretor Geral do ONS
- Danielle Machado e Silva Conde** - Especialista em Regulação de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis da ANP
- Joísa Campanher Dutra Saraiva** - Fundadora e diretora do FGV CERI, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da Fundação Getúlio Vargas
- Guilherme Arantes** - Gerente de Estudos Setoriais de Energia Elétrica na Área de Energia do BNDES
- Carolina Nogueira Learth Sermenho Carvalho** - Negócios Sustentáveis do Santander Brasil
- José Alves de Mello Franco** - Diretor de Regulação e Comercialização de Furnas
- Luiz Augusto Barroso** - Presidente da PSR

2º Workshop (23/07/2021) – apresentação de diferentes visões de associações que representam os setores de energia e da indústria sobre a Lei 14.120 e divulgação dos resultados da pesquisa realizada pela EPE com o intuito de mapear riscos, oportunidades e as preferências dessas instituições sobre a implementação de um mercado de carbono. O questionário e os resultados são apresentados no anexo II.

Participantes:

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE
Associação Brasileira de Engenharia Industrial - ABEMI
Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR
Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL
Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE
Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE
Associação Brasileira do Biogás - ABIOGÁS
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE
Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE
Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução e Energia Elétrica - ABIAPE
Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares - ABDAN
Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN
Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEÓLICA
Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP

Participantes da pesquisa:

Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE
Associação Brasileira de Engenharia Industrial - ABEMI
Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa - ABRAGEL
Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL
Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE
Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica - ABRATE
Associação Brasileira do Biogás - ABIOGÁS
Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE
Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução e Energia Elétrica - ABIAPE
Associação Brasileira para Desenvolvimento de Atividades Nucleares - ABDAN
Associação da Indústria de Cogeração de Energia - COGEN
Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEÓLICA
Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP
Confederação Nacional da Indústria - CNI
Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica - ABCE
Associação Brasileira das Indústrias de Vidro - ABIVIDRO
Associação Brasileira de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) - ABRAPCH
Associação Brasileira de Geração Distribuída - ABGD

3º Workshop (5 e 6/08/2021) – apresentação de experiências internacionais para contribuir com o desenho de possíveis opções de mercado de carbono. Considerando as especificidades do Setor Elétrico brasileiro, os painéis debateram temas como definição de escopo, alocação de permissões, uso de offsets, fixação do teto de emissões e outros. No Anexo III são apresentados os relatos dos dois dias do evento.

Participantes:

Sara Moarif - Chefe do Setor de Meio Ambiente e Mudança Climática da International Energy Agency – IEA

Anaïs Jalbert - Analista de Mercado de Carbono, Parcerias e Supervisão de Mercado do Québec Ministry of Environment

Luca Lo Re - Analista de Meio Ambiente e Mudança Climática da International Energy Agency – IEA

Mark Sippola - Gerente de Alocação de Permissões do California Air Resources Board

As apresentações dos três Workshops poderão ser obtidas na página da EPE: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/beneficios-ambientais-lei-14-120-2021>

1.2 Análise da Lei 14.120/2021

12. Em 1º de setembro de 2020, foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 998, que promoveu diversas alterações na legislação afeita ao setor elétrico brasileiro com o objetivo de implementar medidas estratégicas que visavam à promoção de melhorias setoriais urgentes em atividades de prestação de serviços fundamentais para a sociedade. Dentre as alterações promovidas pela MP, destaca-se a inclusão dos parágrafos 1º-E a 1º-G no art. 26 da Lei nº 9.427/1996¹:

Art. 26 (...)

§ 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.

13. Destaque-se que o texto da Medida Provisória é muito próximo daquele que consta do Projeto de Lei do Senado nº 232/2016 (atualmente em tramitação na Câmara dos Deputados sob o nº 414/2021), o qual decorre diretamente do resultado dos trabalhos desenvolvidos no âmbito da Modernização do Setor Elétrico:

§ 1º-D. O Poder Executivo deverá implementar plano para a valorização dos benefícios ambientais relacionados às fontes de energia com baixa emissão de gases causadores do efeito estufa em até 12 (doze) meses após a entrada em vigor deste parágrafo.

§ 1º-E. A valorização de que trata o § 1º-D não será aplicada aos empreendimentos alcançados pelos §§ 1º, 1º-A e 1º-B e pelos incisos II e III do § 1º-C.

§ 1º-F. A valorização de que trata o § 1º-D poderá envolver instrumentos que, considerando o ciclo de vida:

¹ Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

I – compensem as fontes de geração que tenham baixa emissão de gases causadores do efeito estufa; ou

II – exijam compensação das fontes ou empreendimentos de geração com elevada emissão de gases causadores do efeito estufa.

14. Conforme se depreende do Relatório Final do GT Modernização,² 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.

15. De acordo com a redação dada pela MP nº 998/2020, os benefícios ambientais a serem valorizados 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.³

16. Após a sanção do Presidente da República, a MP nº 998/2020 foi convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, publicada no Diário Oficial da União de 2 de março de 2021. Apesar da alteração acima mencionada, permaneceram íntegros os dois outros dispositivos, conforme abaixo destacado:

Art. 26 (...)

§ 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.

17. Desta forma, o comando da Lei nº 14.120/2021 determina que:

a) o Poder Executivo federal defina diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais;

b) os mecanismos a serem propostos devem estar em consonância com os mecanismos para a garantia do suprimento e da competitividade;

c) a definição deve ocorrer no prazo de 12 (doze) meses contados da publicação do parágrafo, ou seja, até 02/03/2022, tendo em vista a data de publicação da lei;

d) as diretrizes a serem elaboradas pelo Poder Executivo federal para os mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais não alcançarão:

² Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/modernizacao-do-setor-eletrico/arquivos/pasta-geral-publicada/relatorio-do-gt-modernizacao-do-setor-eletrico.pdf> Acesso em 13 Ago. 2021.

³ Justificação da Emenda Modificativa e Aditiva do Art. 4º da MP nº 998/2020. Disponível em [documento \(senado.leg.br\)](https://www.senado.leg.br/documento). Acesso em 30 Set. 2021.

- (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 01º/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 01º/01/2016 ou venham a ser autorizados a partir desta data;
 - (v) aproveitamento dos excedentes de energia elétrica comercializados, eventual e temporariamente, por autoprodutores;
 - (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 à 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.
- e) as diretrizes a serem definidas pelo Poder Executivo federal deverão prever a possibilidade futura de integração desses mecanismos a outros setores.

18. Por fim, é importante esclarecer a delimitação do presente trabalho face à ampla perspectiva possível em decorrência do texto legal vigente, sobretudo em virtude da alteração promovida pelo Congresso Nacional, que suprimiu a expressão “gases causadores do efeito estufa”, permitindo, em tese, que quaisquer benefícios ambientais sejam considerados.

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.

20. 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 correlação 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).

21. Ademais, entende-se que seria um grande complicador para a formulação das diretrizes, sobretudo no prazo de 1 (um) ano, ampliar o escopo da análise, quando a emissão de gases de efeito estufa, pela relevância e atualidade do tema, permite a formulação de uma proposta mais estruturada e, portanto, passível de implementação em menor prazo, além de aderente aos compromissos assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris, firmado durante a 21ª Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21), de redução da emissão de gases de efeito estufa, bem como na NDC (Contribuição Nacionalmente Determinada) brasileira.

22. A consideração de outros benefícios ambientais requer o desenvolvimento de bases de dados detalhadas, sistemas de verificação, governança institucional, desenhos de instrumentos e engajamento de stakeholders. Elementos que não estão maduros para a proposição de diretrizes, ainda que já haja frentes de trabalho em andamento.

1.3 Setor elétrico brasileiro

23. O setor elétrico brasileiro sempre se destacou pela elevada participação de fontes renováveis em sua matriz de geração, o que teve início com o aproveitamento do vasto potencial hidrelétrico existente em suas diversas bacias hidrográficas. Ao longo do século XX, diversos aproveitamentos hidrelétricos foram realizados e interconectados por extensos ativos de transmissão nas cinco regiões brasileiras. Em conjunto, somam-se atualmente mais de 103 GW (ANEEL, 2021) de capacidade hidrelétrica instalada com aproximadamente 280 GWmês (ONS, 2021) de capacidade de armazenamento de energia.

24. A partir da escassez hídrica e da sucessiva crise energética de 2001, ficou claro que a diversificação das fontes de geração é fundamental para tornar o sistema elétrico mais resiliente. Nas duas últimas décadas, promoveu-se importante diversificação da matriz elétrica por meio de mecanismos regulatórios-comerciais como os leilões regulados, descontos tarifários de energia incentivada e programas para aumentar a oferta de gás natural. Além disso, a evolução tecnológica provocou uma queda mundial nos custos de tecnologias como eólica, fotovoltaica, geração térmica a gás em ciclo combinado e gás natural liquefeito (GNL). A enorme potência hidrelétrica já instalada no Brasil também facilitou e reduziu os custos da inserção massiva de renováveis variáveis, uma vez que a hidrelétrica provê flexibilidade ao sistema, compensando as variações de geração eólica e solar no curto prazo. Por fim, contribui para a competitividade dessas fontes a qualidade do recurso eólico e solar no país, que significa uma maior geração por unidade instalada. Como resultado, observou-se o aumento da participação de fontes renováveis variáveis e sazonais, como eólica, fotovoltaica e biomassa, assim como de termelétricas a gás natural.

25. Observa-se atualmente grande viabilidade econômica das fontes renováveis variáveis, notadamente eólica e fotovoltaica, em relação às termelétricas fósseis. Tal fato contribui para a expectativa de manutenção do setor elétrico brasileiro como um dos de maior participação renovável entre as grandes economias internacionais.

26. Porém, apesar da atual competitividade das fontes renováveis, as termelétricas fósseis ainda possuem importante papel para a confiabilidade do sistema elétrico. Em virtude da variabilidade natural dos recursos renováveis e da redução proporcional da capacidade de armazenamento de energia em relação ao crescimento da carga e da capacidade total do sistema, as termelétricas representam um recurso de segurança em momentos de baixas afluências, baixo recurso eólico ou fotovoltaico.

27. Dessa forma, a consideração de benefícios ambientais, especialmente em relação à redução de emissões, além de promover a internalização das externalidades provocadas pelo setor, pode trazer incentivos aos agentes mais eficientes em termos de emissão. Nesse sentido, a precificação de carbono no setor elétrico poderá trazer competitividade aos agentes termelétricos com combustíveis e tecnologias de menor emissão, ou até mesmo, agentes e tecnologias não emissoras, que forneçam os mesmos serviços de confiabilidade providos pelos agentes termelétricos convencionais.

Box 1 - Contribuições do processo de PMR

O Projeto PMR Brasil teve por objetivo discutir a conveniência e oportunidade da inclusão da precificação de emissões no pacote de instrumentos voltados à implementação da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) no pós-2020.

A partir dos múltiplos estudos desenvolvidos e da constante interlocução com atores relevantes do governo, do setor empresarial, da academia e da sociedade civil, o projeto identificou alguns princípios básicos em relação às características que o instrumento de precificação e seu processo de implementação devem apresentar.

Esses são resumidos a seguir:

- Priorização de um Sistema de Comércio de Emissões - SCE sem elevação da carga fiscal
- Implementação gradual - um primeiro período de compromisso (2 a 5 anos), com ambição climática modesta
- Contenção do custo regulatório – com estabelecimento de patamares mínimos de emissão
- Contenção dos custos de conformidade (compliance) - permissão de uso de créditos de carbono (offsSCE) de setores não regulados
- Mecanismo de estabilização de preços
- Proteção à competitividade adicional: com medidas como a isenção de produto exportado e a alocação gratuita de permissões.
- Estabilidade regulatória - compromisso do governo para transmitir segurança ao setor privado
- Reciclagem de receitas - para diversos fins, como incentivar a inovação e a adoção de tecnologias de baixo carbono nos próprios setores regulados e combater o desmatamento ilegal.
- Criação do marco regulatório relativo ao SCE via Projeto de Lei
- Arcabouço institucional ancorado na regulação por administração pública
- Respeito à soberania nacional

Após a conclusão do PMR o Brasil apresentou uma proposta para contar com apoio do Banco Mundial também na fase seguinte, de implementação do mercado de carbono, denominada de PMI – *Partner for Market implementation*. Entretanto, o país não foi selecionado. Em virtude de restrição orçamentária do Banco Mundial, foram selecionados apenas países que estavam mais adiantados na implementação de um mercado de carbono.

1.4 Posicionamento das instituições e a construção do consenso

28. Ao longo do ano de 2021, o MME e a EPE promoveram reuniões, diálogos técnicos e workshops com o objetivo de debater e coletar informações e percepções para subsidiar a elaboração das diretrizes da Lei 14.120.

29. Durante o 2º Workshop Consideração de Benefícios Ambientais – é hora de um mercado de carbono? realizado em junho de 2021, foram mapeadas as preferências e posicionamento de instituições do setor energético. Para tal, foi realizada uma pesquisa, via formulário online, entre o dia 18 de junho e 9 de julho. O convite foi encaminhado para 34 associações, sendo recebidos 18 formulários preenchidos (Ver o Anexo II).

30. Inicialmente, foi mapeada a preferência sobre as externalidades que deveriam ser propostas nas diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico. Era permitido assinalar mais de uma opção e todos os participantes indicaram a emissão de GEE. A alteração do uso do solo ficou em segundo lugar com 44% de seleção, seguido por emissões de poluentes locais com 33% e a opção outros benefícios ficou com 28%. Esses resultados refletem o consenso sobre a relevância da consideração de GEE como benefícios ambientais. Outros benefícios também foram citados como importantes, mas em menor frequência.

31. Em seguida, foi avaliado qual o tipo de mecanismo para consideração das emissões de GEE seria mais apropriado para o setor elétrico brasileiro. Um pouco mais da metade dos participantes recomendaram o instrumento de mercado de carbono, quase 17% optaram pelos Certificados de Energia Limpa (REC), cerca de 11% escolheram Scoring Bids⁴ (análise multidimensional de competitividade), os demais se dividiram igualmente entre tributação de carbono, CBIO e mercado de carbono combinado com os certificados de energia renovável (REC). As respostas apontam a preferência pelo instrumento de SCE, entretanto destaca-se que os demais instrumentos não são incompatíveis com essa opção e podem ser aplicados em conjunto.

32. Em outra pergunta verificou-se, que tipo de mercado de carbono, regulado ou voluntário, seria mais apropriado para o caso brasileiro. Aproximadamente 56% selecionaram mercado de carbono regulado, os demais escolheram o voluntário. Neste caso, observa-se que ainda que haja preferência pelo mercado regulado, o mercado voluntário também se mostra relevante.

33. Com a questão seguinte, foi avaliado qual deveria ser a abrangência do mecanismo de mercado de carbono. Cerca de 72% responderam que a implementação de um mercado deveria contemplar a economia como um todo, 22% entendem que deveria incluir alguns setores específicos, e somente 6% acreditam que o mercado de carbono deva ser restrito ao setor elétrico na forma de obrigação para os geradores ou distribuidores. As respostas indicam que, de modo geral, a restrição setorial não se mostra interessante, e sim multissetorial.

34. Posteriormente, foi consultado se o mecanismo de mercado de carbono deveria incidir no ambiente livre, regulado ou ambos. Com exceção de uma abstenção, todos responderam que o mercado de carbono deveria ser aplicado em ambos os ambientes de mercado energia (seja ele livre ou regulado). O resultado aponta o consenso sobre a importância da isonomia no tratamento nos ambientes de mercado de energia elétrica.

35. Na sequência, foi verificado como deveriam ser contabilizadas as emissões de GEE. Aproximadamente 72% optaram pelo ciclo de vida do projeto, os demais entenderam que as emissões diretas deveriam ser mensuradas na geração. Sendo assim, os agentes indicam a preferência ao mesmo modelo adotado no Renovabio.

⁴ Scoring Bids – Trata-se de uma análise multissetorial de competitividade.

36. Sobre o tipo de meta para o mecanismo de mercado de carbono, foi consultado se deveria ser estabelecida meta absoluta (emissões totais) ou metas relativas (intensidade de emissão de carbono). A primeira opção - meta absoluta, obteve predomínio na seleção, e somente 28% escolheram meta relativa. Desta forma, a maioria dos agentes preferem um orçamento fixo de carbono.

37. Também foi solicitado que fossem assinaladas as questões mais importantes a serem detalhadas nas diretrizes para Consideração de Benefícios Ambientais no setor elétrico. Em primeiro lugar ficou a definição de teto de emissões selecionado por 83% dos participantes, seguido pelo empate entre alocação de permissões e fungibilidade de mercados, ambos com 72%, e sistema MRV com 61%. Esses itens serão tratados nos próximos itens desta NT.

38. A última pergunta foi aberta para os agentes expressarem quais riscos e oportunidades eles identificam no caso da implantação de um mecanismo envolvendo apenas o setor elétrico, e no caso de envolver múltiplos setores. De modo geral, os principais riscos citados estão relacionados à competitividade, ineficiência do mercado, onerar a tarifa, complexidade do mecanismo, arcabouço regulatório, dificuldade no gerenciamento de emissões e restrição setorial. Já as oportunidades se encontram na abordagem multisetorial, redução das emissões e atendimento a NDC, promoção da eletrificação, atração de recursos, viabilização da entrada de outras renováveis.

39. Diante do exposto, observa-se o consenso sobre a consideração da externalidade relacionada às emissões de GEE como benefício ambiental. Adicionalmente, observou-se a preferência pelo mercado regulado com abordagem multisetorial, metas absolutas e mensuração das emissões no ciclo de vida. Desta forma, os próximos itens desta NT irão explorar os nós de decisão relacionados a essa alternativa. Entretanto, cabe destacar que, a consideração de outros benefícios e instrumentos não são excludentes e também podem ter um papel importante.

40. A pesquisa realizada teve como principal objetivo mapear o posicionamento dos agentes de modo a subsidiar a definição das diretrizes. Ainda que não seja possível definir as diretrizes em consonância exata com os resultados da pesquisa, ela representa uma importante ferramenta para que se conheça os aspectos que norteiam as decisões de investimentos das empresas, tornando o processo mais aderente às necessidades do mercado e mais participativo.

1.5 Principais Desafios e Oportunidades

41. A implementação de um mecanismo de precificação no setor elétrico ou, numa abordagem mais ampla, contemplando outros setores da economia, traz diversos desafios e oportunidades para o país, sobretudo para o setor privado.

42. Ao se interpretar a precificação de CO₂ como um instrumento adicional da busca do objetivo comum de reduzir as emissões de GEE em aderência ao Acordo de Paris e à urgência climática, deve-se ter em conta as externalidades positivas que podem ser geradas.

43. Se implementada adequadamente, a precificação do carbono fornecerá um sinal de preço de longo prazo, um incentivo para que agentes públicos, empresas e consumidores realizem mudanças em investimentos, gastos e comportamentos na direção de alternativas mais ambientalmente eficientes. Essas mudanças se traduzem em ações de mitigação, adaptação e sequestro de CO₂, que serão mais vantajosos economicamente ao longo do tempo, fomentando pesquisa, inovação e desenvolvimento de produtos e processos pouco intensivos em carbono.

44. No longo prazo, pode contribuir para reduzir os índices de intensidade energética e de carbono da economia, aumentando a relação entre valor agregado por produto com a energia gerada e o carbono emitido no processo. Ou seja, a redução das emissões de GEE pode e deve estar associada a uma mudança estrutural na economia e da melhora dos índices de qualidade ambiental do país.

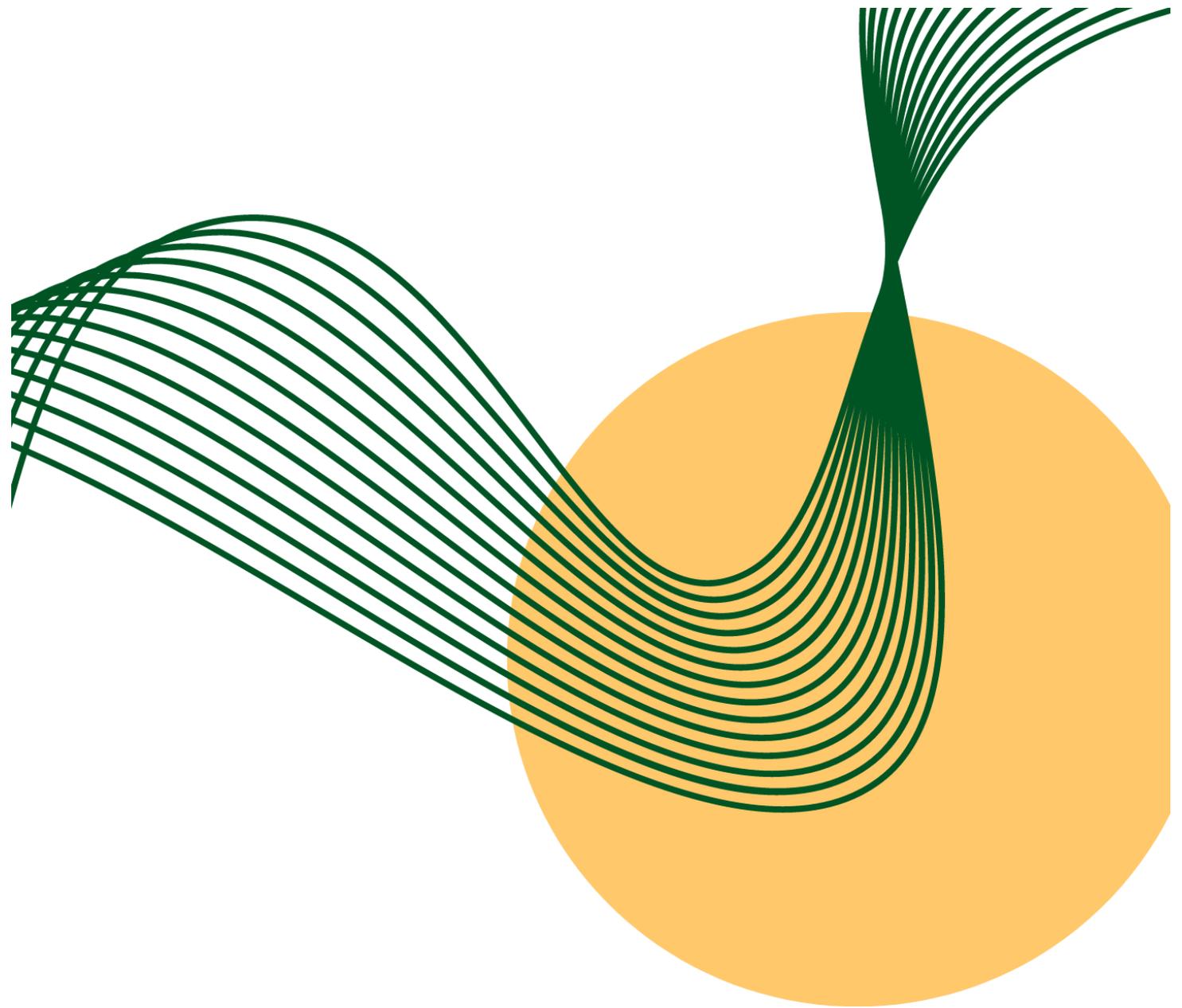
45. Entretanto, os desafios são muitos e estão relacionados aos aspectos econômicos, sociais e políticos do desenvolvimento, implementação e gestão deste instrumento. Quanto maior é a abrangência setorial, mais complexa é a negociação política para definição do teto, das metas e da alocação de permissão de emissão para que cada setor cumpra o objetivo de reduzir as emissões.

46. Além disso, os formuladores deste tipo de política climática precisam estar atentos em relação aos impactos distributivos, sobre as camadas mais vulneráveis da população e sobre a competitividade da indústria. Impactos distributivos podem aumentar a desigualdade socioeconômica e impactos sobre a competitividade podem acarretar o vazamento de carbono (*carbon leakage*⁵), o que reduz a eficácia da política.

47. Outros desafios para a criação de um mecanismo eficaz na redução das emissões, conforme EPE (2020), está na distribuição justa dos custos e benefícios, no alinhamento de políticas e objetivos, na manutenção da estabilidade, na previsibilidade, transparência, eficiência, confiabilidade e integridade ambiental; no engajamento de stakeholders e construção da aceitação pública, na estabelecimento de processo de introdução gradual; na criação de boa e transparente governança das receitas da precificação; e na criação de canal de comunicação claro e transparente.

48. A incorporação destes desafios no processo de planejamento do mecanismo de precificação aumenta as chances de sucesso deste instrumento e dos co-benefícios que ele pode representar para o país.

⁵O *carbon leakage* é um exemplo de efeito decorrente da assimetria de ambições e políticas e ocorre quando uma firma poluidora decide mudar de local de produção graças às diferenças de taxas, que podem afetar seus custos de produção e consequentemente sua competitividade. Isso gera um incentivo para que empresas migrem, aumentando as emissões de GEE em países ou regiões onde os setores regulados não estejam sujeitos a restrições ambientais similares, deslocando as emissões ao invés de reduzi-las (EPE, 2020).



2. ANÁLISE DE ALTERNATIVAS (NÓS DE DECISÃO)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

2. Análise de Alternativas (nós de decisão)

2.1 Definição dos benefícios ambientais

49. Pode ser compreendido como benefício ambiental uma vantagem que é inerente à fonte energética, independente das circunstâncias. Como exemplo, é possível citar a baixa (ou nula) emissão de poluentes e gases de efeito estufa, a extensão da alteração no uso do solo, a flexibilidade locacional, o nível e a categoria de uso de água (consumptivo ou não consumptivo), entre outros.

50. Conforme descrito no Item 1.2, a consideração dos benefícios ambientais, conforme trata a Lei 14.120/21, podem abarcar diferentes atributos das fontes de energia. No entanto, é importante identificar quais atributos/benefícios efetivamente podem ser considerados pelos mecanismos propostos levando em conta a viabilidade da construção de uma metodologia de mensuração e comparação robusta, confiável e justa. As condições concretas de implementação das propostas devem ser observadas, mesmo que se busque, progressivamente, criar as condições para se considerar outros benefícios ambientais no futuro. Neste contexto, a EPE vem estudando e buscando contribuições sobre o tema desde as discussões do GT Modernização do setor elétrico e da MP nº 998/2020 que proponha a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa.

51. A partir do contexto apresentado e do posicionamento dos agentes, descritos no Item 1.4, observa-se o alinhamento e consenso sobre a relevância da emissão de GEE. Outros aspectos ambientais como emissões de poluentes atmosféricos, uso do solo e consumo de água também foram citados, entretanto com menor frequência. Ressalta-se ainda que, para esses outros aspectos, há desafios conceituais e/ou não há dados sistematizados que permitam a pronta implementação de um instrumento para considerá-los, o que poderia ser feito no futuro.

52. Outra questão a ser ponderada é que para estes outros aspectos ambientais existem mecanismos de controle por meio de legislação e licenciamento ambiental. Já em relação à emissão de GEE, apesar dos compromissos internacionais e legislação existente relacionada às mudanças climáticas, o país ainda carece de mecanismo específico que incentive a redução de emissões pelos agentes.

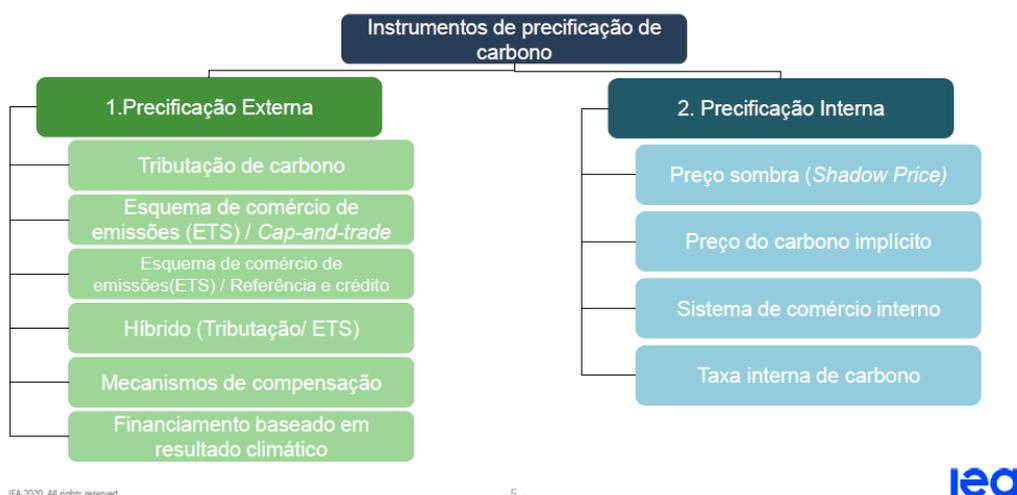
53. Sendo assim, visto o consenso sobre a consideração de benefícios ambientais relacionados aos GEE e da carência de instrumento específico para a implementação das políticas de clima do país, a presente NT focou na discussão de instrumentos para que a emissão de GEE seja considerado como benefício ambiental no âmbito das diretrizes da Lei 14.120/21 inicialmente. Ainda assim, ao final haverá diretrizes específicas para a consideração de outros benefícios ambientais.

2.2 Mecanismos de precificação

54. A precificação de carbono é um instrumento capaz de implementar a consideração de benefícios ambientais relacionados às emissões de GEE. É derivado do princípio poluidor pagador e tem como um dos objetivos impulsionar a diminuição das emissões por meio do impacto delas nos custos dos produtos e serviços, internalizando as externalidades geradas pela poluição.

55. A precificação interna de carbono é uma ação voluntária da empresa, que também pode adotar mais de um valor para simular diferentes cenários e contribuir para diferentes objetivos com relação a agenda climática (GVces, 2016). Trata-se de uma ferramenta utilizada internamente por empresas, governos e instituições financeiras para incorporar o custo das emissões de GEE e auxiliar na tomada de decisão sobre projetos ou investimentos (Banco Mundial, 2021a). Segundo o último relatório do CDP (2021), mais de 2.000 empresas usam ou planejam divulgar o uso de preço interno de carbono, sendo o preço sombra o tipo mais aplicado (outros tipos incluem preço implícito, taxa interna, compensações, sistema de comércio interno e outros).

56. Por outro lado, na precificação externa é mandatória e oriunda de política governamental (GVces, 2016). Nela a sinalização de preço é estabelecida externamente por meio de instrumentos como tributação de carbono, sistema de comércio de emissões (SCE), mecanismo de compensação ou sistemas híbridos. A Figura abaixo sintetiza os instrumentos de precificação citados.



Fonte: IEA, 2021.

57. Existem dois tipos principais de precificação externa de carbono implementados ou em implementação no mundo: tributação e sistema de comércio de emissões (SCE). A tributação define o preço do carbono por meio de imposto aplicado nas emissões em tonelada de dióxido de carbono equivalente emitidas ou no teor de carbono do combustível. Já o SCE é um sistema no qual os participantes podem transacionar suas unidades de emissões para atingir as metas estabelecidas (Banco Mundial, 2021a).

58. Atualmente, no mundo, existem 64 iniciativas de precificação de carbono implementadas, 35 de tributação e 29 de SCE (Banco Mundial, 2021a). Essas iniciativas apresentam diferentes escopos, metas, setores envolvidos, articulação política e institucional, estratégia de uso das receitas, entre outros.

59. A escolha pela adoção de um tipo ou combinação de instrumentos depende de diversos fatores como perfil de emissões, políticas existentes, estrutura dos setores, capacidade institucional, etc. Cada mecanismo apresenta limitações, vantagens e desvantagens, que influenciam a escolha dos países pela opção mais adequada à sua realidade. Neste sentido, o Banco Mundial e a Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico - OCDE (OECD, 2015) desenvolveram os princípios de sucesso para precificação de carbono, conhecidos pelo acrônimo “FASTER”, em inglês, que correspondem a justiça, alinhamento de políticas e objetivos, estabilidade e previsibilidade, transparência, eficiência, confiabilidade e integridade ambiental.

60. Com relação à eficácia do mecanismo em atingir os objetivos de redução das emissões de GEE, o SCE garante resultados melhores por estabelecer limite de emissões. O SCE também apresenta opções de abatimento mais custo-efetivas e maior flexibilidade para as empresas atingirem seus objetivos. Por outro lado, seu preço é derivado de negociações e está sujeito a volatilidade, que podem ser contornadas com medidas de controle. A principal sinalização para os agentes econômicos é para a formação de expectativas sobre os preços no longo prazo, orientando estratégias, inovações e investimentos. Além disso, a sua implementação exige uma estrutura organizacional mais complexa e pode enfrentar dificuldades na definição de alocação adequada.

61. Já a tributação traz mais previsibilidade por definir o preço de emissão, o que não assegura que as emissões serão reduzidas. É um mecanismo de menor complexidade de implementação e boa capacidade de gerar receitas. No entanto, pode enfrentar resistência política à criação de novos tributos, bem como

provê menos flexibilidade para os agentes econômicos mitigarem ou compensarem suas emissões. Por ser discricionário, também pode não fornecer estabilidade de longo prazo.

62. Ambos os mecanismos influenciam na competitividade das empresas e devem superar desafios políticos e buscar eficiência no gasto das receitas geradas.

63. No âmbito nacional, o PMR, conforme mencionado no Box 1, realizou diversas análises técnicas e consultas a especialistas e indicou a implementação de um SCE como instrumento mais adequado para a política de clima do país. A partir das análises foram elencados alguns princípios norteadores: (i) priorização de SCE; (ii) implementação gradual; (iii) contenção do custo regulatório com o estabelecimento de patamares mínimos, ponto de regulação e padronização do MRV; (iv) contenção de custo de conformidade com o uso de compensações (offsets); (v) mecanismo de estabilização de preços; (vi) proteção à competitividade com isenções e alocação gratuita; (vii) estabilidade regulatória; (viii) reciclagem de receitas; (ix) projeto de lei como instrumento de criação do marco regulatório; (x) arcabouço institucional ancorado na administração pública com a possibilidade de operação por entidade privada.

64. Renovabio é uma experiência nacional importante a se considerar, pois corresponde à primeira iniciativa de precificação, tipo SCE, implementada no Brasil. Trata-se da política nacional de biocombustíveis instituída pela Lei 13.576/2017 e foi discutida no 1º Workshop. Está baseada em três ferramentas principais: (i) Metas de descarbonização, nacional e individual; (ii) Créditos de descarbonização (CBIO); e (iii) Certificação da produção eficiente de biocombustíveis. A meta nacional é definida pelo CNPE e desdobrada em metas individuais aos distribuidores de combustíveis pela ANP. Os créditos são obtidos pelo produtor ou importador de biocombustível que se submete ao processo de certificação voluntário para definir a quantidade de CBIO emitido. O CBIO é um ativo ambiental, regulado pelo MME, e equivale a uma tonelada de carbono evitada. Ele é escriturado por instituições financeiras autorizadas pela CVM, registrado e negociado na B3.

65. Dentre as principais dificuldades enfrentadas na implementação do Renovabio destacam-se: definição de critérios e procedimentos para certificação do CBIO; desenvolvimento da plataforma de controle de emissão de CBIO; definição do agente regulador e escriturador do ativo; tributação aplicada; e judicialização das metas.

66. Conforme descrito no Item 1.4, foram mapeadas no 2º Workshop as preferências e os posicionamentos de instituições representantes de agentes do setor energético. Com relação ao tipo de mecanismo mais adequado para consideração das emissões de GEE, mais da metade indicou o instrumento de mercado de carbono. Adicionalmente, observou-se a preferência pelo mercado de carbono regulado (mercado de capitais e valores organizado a fim de assegurar a transparência, a qualidade dos ativos, a segurança das transações, etc.), que a abrangência deve incluir toda a economia ou múltiplos setores, que aplicação deve considerar os mercados de energia regulado e livre, que as emissões devem ser mensuradas no ciclo de vida e que as metas devem ser absolutas.

67. Com base no exposto acima, observa-se a convergência da preferência pela implementação de um mecanismo de mercado de carbono regulado. Essa alternativa oferece a oportunidade de atender aos objetivos climáticos com adoção de medidas de abatimento mais custo-efetivas e com maior flexibilidade para as empresas. A experiência internacional e nacional, como o Renovabio, além dos estudos realizados, oferecem os elementos necessários para iniciar a definição do instrumento e propor medidas de contorno para os pontos sensíveis. Há previsão na Lei da Política Nacional de Mudanças Climáticas e no Acordo de Paris, além de haver projetos de lei específicos sob o tema no Congresso Nacional. A discussão sobre essas definições será detalhada nos próximos itens.

68. Ressalta-se ainda que outras alternativas não são excludentes à opção de implementação de um SCE e podem ter caráter complementar ao instrumento. Inclusive podem oferecer soluções interessantes no curto prazo.

2.3 Abrangência da precificação

2.3.1 Precificação no setor elétrico

69. 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.

70. Aumentar a participação de renováveis num contexto de dificuldades crescentes para ampliação do parque hidrelétrico implicará na expansão de fontes como eólica, solar e soluções de armazenamento, que trazem consigo desafios importantes para a operação do sistema. Porém, é justamente esse caminho desafiador o que tem sido indicado nos Planos Decenais de Energia e no Plano Nacional de Energia 2050, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética.

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. Os desafios técnicos para a expansão de fontes não controláveis (variáveis) como eólica e solar também têm sido equacionados por meio de estudos e pesquisas, melhorias nos modelos e ferramentas de planejamento e evolução dos sistemas de previsão de geração dessas fontes.

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. Os exemplos de desenho de mercado de carbono em Quebec e na Califórnia, abordados no “3º Workshop Consideração de Benefícios Ambientais – é hora de um mercado de carbono?”, revelam justamente esse desafio e explicam o porquê desses mercados de carbono terem escopo multisetoriais: havia predominância de renováveis na matriz elétrica nesses entes subnacionais (vide: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/beneficios-ambientais-lei-14-120-2021/3-workshop-consideracao-de-beneficios-ambientais-no-setor-eletrico>).

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 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 é 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.

2.3.1.1 Implicações para os Ambientes de Contratação Regulado (ACR) e Livre (ACL)

77. 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 Regulado⁶ (ACR) e para o Ambiente de Contratação Livre⁷ (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 alocados independentemente dos ambientes de contratação, como também está previsto para a separação de lastro e energia, de acordo com a proposta para a modernização e redução dos limites para contratação livre.

78. 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 cativo), 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).

79. Os contratos por disponibilidade existentes, caso tenham seus CVU ajustados para consideração dos custos de emissões, podem se tornar mais onerosos, visto que, considerando o limite atual do preço de liquidação das diferenças (PLD), a diferença entre PLD e CVU tende a reduzir.

2.3.2 Precificação abrangendo outros setores (definição de escopo e cobertura)

80. Segundo o Banco Mundial (2021), o escopo de um SCE se refere à área geográfica, setores, fontes de emissões, e gases de efeito de estufa para quais os direitos de emissão estarão circunscritos. O escopo de um SCE define os limites de uma política climática. Logo, tem implicações sobre o número de instituições regulamentadas, a quota de emissões face a um preço de certificados (permissão), e partilha de esforços.

81. Existem vários argumentos para que a definição do escopo de um SCE seja o mais amplo possível. Quanto maior o SCE, maior a quantidade de emissões cobertas e maiores as chances de atingimento das metas estabelecidas. Outro aspecto positivo se traduz na redução do custo global de mitigação das emissões à sociedade, uma vez que um escopo mais amplo reduz os custos de conformidade das instituições, reduz os impactos na competitividade entre setores, e melhora o desempenho do mercado secundário (BANCO MUNDIAL, 2021).

⁶ Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

⁷ Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

82. As simulações do PMR também apontaram nessa direção. Segundo o relatório Síntese das análises e resultados do Projeto PMR Brasil, de 2020, cenários de escopo mais amplo, apresentaram desempenho superior, um maior número de opções e custos de mitigação, com um leque maior de oportunidades e ganhos de eficiência. Assim, ainda que seja desafiadora a regulação de um grande número de setores via SCE, as dificuldades associadas parecem ser mais do que compensadas pela evolução de indicadores sociais, econômicos e ambientais (PMR, 2020).

2.3.3 Escopo (Emissões diretas / Análise de ciclo de vida)

83. As emissões de GEE podem ser mensuradas basicamente de duas formas no setor elétrico, diretamente nas fontes de geração de eletricidade (emissões diretas), ou ao longo do ciclo de vida destas fontes (emissões diretas e indiretas). Cada uma destas formas possui vantagens e desvantagens que serão aqui detalhadas.

84. As emissões diretas são medidas por meio de um fator de emissão de carbono por MWh gerado, ou por unidade de combustível consumida, por uma fonte específica, com determinada tecnologia. Contabiliza-se apenas as emissões no ato de gerar energia. No caso das termelétricas, deriva diretamente do consumo de combustível para geração. Nesse caso, as emissões podem ser contabilizadas nos pontos de regulação de forma a reduzir os custos de transação desta contabilidade. Em geral, esse tipo de emissão ocorre quando há queima direta de combustíveis. Trata-se de uma forma simples, de fácil mensuração e com baixo custo de transação. Por isso, em geral, os mercados de carbono adotam essa abordagem, visto que reduzem o custo de transação e ampliam a confiabilidade de seu sistema de medida, relato e verificação (MRV).

85. Já a análise de ciclo de vida – ACV é uma metodologia com forte base científica, padronizada por normas técnicas internacionais, que permite avaliar os impactos ambientais de um produto ao longo de todo o seu ciclo de vida. Ao se utilizar a ACV é possível estimar com maior abrangência a real contribuição de cada produto em termos de seus impactos ambientais. No caso da geração de eletricidade, são contabilizadas, não apenas as emissões diretas, mas também as indiretas, como, por exemplo, as emissões da etapa de construção da usina, outros consumos de eletricidade e/ou combustível da unidade geradora, consumo de combustível na exploração e mineração de combustíveis, transporte de insumos etc. Definir e padronizar os limites do inventário de emissões para fontes com ciclos totalmente diferentes é bastante desafiador.

86. A emissão de uma usina fotovoltaica, por exemplo, incluirá as emissões associadas à fabricação, transporte e manutenção dos painéis fotovoltaicos. Para a biomassa florestal, há a fase de plantio e desenvolvimento das florestas, a colheita e beneficiamento da biomassa e posterior queima do material. A Política Nacional de Biocombustíveis (Renovabio) é a primeira referência de precificação no Brasil. Nela, o sistema de contabilidade de emissões é realizado por meio de uma metodologia de ciclo de vida do “berço ao túmulo”, na qual são contabilizados 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. O objetivo é contabilizar a intensidade de carbono do biocombustível, em g CO₂ eq./MJ, e compará-la àquela do seu combustível fóssil equivalente (ANP, 2018).

87. Apesar de maior abrangência, a contabilização das emissões pela metodologia da ACV impõe diversos desafios, como complexidade, custos de transação e disponibilidade de dados e pessoal qualificado para implementá-lo. A complexidade está na elaboração de um estudo que exige a necessidade de juntar as emissões das diversas fases de geração de energia ao longo do ciclo de vida de fontes diferentes com tecnologias distintas, tornando mais desafiador e contestável seu sistema de MRV. Ou seja, trata-se de um método com muitas variáveis, que exige definição de objetivos claros, da definição de limites bem definidos dos estudos e dos parâmetros de entrada dos dados. Além disso, em um eventual mercado de carbono multisetorial a utilização a ACV pode aumentar significativamente a possibilidade de dupla contagem e contabilização de emissões oriundas de outros países.

88. Em resumo, os desafios da aplicação da ACV estão no consumo de tempo, recursos humanos e financeiros, ausência de um banco de dados nacional e de parâmetros para uma a definição de uma metodologia única com limites bem definidos e aceitos pelos agentes participantes do mercado. Além disso, esse tipo de análise requer um agente externo para realizar a avaliação de forma periódica, como no caso do Renovabio. Por fim, quanto mais amplo o escopo do mercado de carbono, mais complexa será a aplicação da ACV.

89. Registre-se também o fato dos mercados existentes em outros países e continentes atualmente não utilizarem a ACV para a contabilização das emissões, o que dificultaria futuramente a fusão do mercado nacional com um mercado internacional que venha a ser estabelecido.

2.4 Definição do teto de emissões em consonância com a NDC brasileira

90. O teto de emissões representa o limite superior de emissões de GEE permitidas em um SCE, ou em outras palavras, o número total (orçamento de emissões) de permissões que estão disponíveis para as entidades cobertas. Ao definir um teto, os reguladores buscam conciliar as metas ambientais com sua viabilidade econômica. Definir um limite absoluto de emissões impõe que a soma das emissões dos participantes do mercado de carbono não exceda tal limite e, portanto, a política alcance o resultado de mitigação de emissões almejado.

91. Os níveis de preços de licenças são função de quantas permissões (certificados) estão disponíveis dentro do teto de emissões estabelecido, o quão fácil é para os participantes reduzirem suas emissões, dentre outros fatores, como clima e crescimento econômico. Juntas, essas variáveis precisam ser levadas em consideração ao definir o limite.

92. Embora o preço do carbono também dependa desses outros fatores, um orçamento de emissões muito generoso tenderá a fazer com que o mercado seja amplo e a um preço de permissão baixo, tornando-o barato para as entidades cobertas cumprirem. Em contraste, um orçamento de emissões relativamente apertado significa um fornecimento mais limitado de permissões. Nesse caso, as permissões sendo escassas, resultam em um preço de carbono mais alto e um maior incentivo fiscal para reduzir as emissões. Ressalte-se que a efetividade do instrumento dependerá mais da sinalização econômica de longo prazo do que de choques de preços no curto prazo. Estabilidade e previsibilidade são peças-chave para induzirem as estratégias e os investimentos de descarbonização dos diversos setores da economia.

93. Definir um limite também implica escolher uma linha de base em relação à qual as emissões devem ser reduzidas. O limite é geralmente definido em relação às emissões históricas, muitas vezes referidas como um ano base, ou emissões futuras projetadas (por exemplo, em relação a um cenário business as usual). A comunicação clara da trajetória, ou o caminho da base até a meta, ajuda as entidades limitadas a planejarem investimentos para reduzir as emissões.

94. A NDC brasileira possui uma meta absoluta do tipo wide-economy e toma como base a emissão do ano 2005. Qualquer proposta de definição de teto de emissão do SCE deverá ser compatível com essa meta estipulada na NDC. A intenção de o Brasil assumir uma meta de neutralidade líquida em 2050, anunciada em 2021, também pode ser detalhada temporalmente (em fases) e servir de base para teto de emissões em um mercado de carbono ao longo do horizonte. Não significa que a tarefa será simples, pois o teto a ser definido dependerá de quais setores participarão do SCE e implicará necessariamente em discutir a responsabilidade de cada setor participante na meta de redução das emissões, uma vez que a NDC brasileira vigente não fornece orientação sobre essa questão (UNFCCC, 2020).

2.4.1 Definição do tipo de meta (relativa ou absoluta)

95. Para adoção de um SCE uma das primeiras definições a serem estabelecidas é o tipo de meta considerada. As metas podem ser absolutas ou relativas, conforme apresentado a seguir:

Metas Absolutas

96. As metas absolutas representam o limite de emissões totais permitido por determinado período em um SCE, trata-se de um volume ou orçamento fixo de carbono (carbon budget). Nesse modelo, as fontes reguladas compram e/ou recebem gratuitamente direitos de emissão limitados a este orçamento fixo de carbono. Os direitos de emissão podem então ser transacionados entre as diferentes fontes de modo que a meta total não seja ultrapassada.

97. Para se reduzir o risco de um orçamento fixo, alguns mecanismos podem ser empregados para adicionar flexibilidade, como o uso de compensações (offsets), reservas de permissões e mecanismo de estabilização de preços (Banco Mundial, 2021b).

98. A maioria das experiências internacionais segue esse modelo. Como exemplo é possível citar: EU SCE; California Cap-and-Trade Program; Korean ETS.

Metas relativas

99. No caso das metas relativas, o orçamento de emissões permitido pelo sistema é definido com base em taxa pré-estabelecida, relativa a uma variável econômica. É uma forma de definir a meta com base na intensidade de carbono, o que permite acomodar o teto de emissões automaticamente às flutuações do cenário econômico e, em tese, evita que o SCE represente uma barreira ao crescimento econômico. Por outro lado, há maior incerteza quanto ao quantitativo final de reduções de emissões. Uma de suas principais complexidades está na identificação desta variável econômica, que precisa ser representativa para as empresas e setores envolvidos. Como exemplo, é possível citar o Chinese National ETS.

100. De acordo com Nicolletti e Lefèvre (2016) não é possível estipular previamente qual sistema de metas será de mais fácil cumprimento. Em um cenário de PIB superior à expectativa, uma meta absoluta se torna mais difícil de ser cumprida. Já em um cenário contrário, de PIB menor que o esperado, o regime de meta relativa será o mais difícil de ser cumprido. Uma preocupação sobre a definição do tipo de meta diz respeito à possível fungibilidade do sistema, uma vez que sistemas com tipologias diferentes de meta apresentarão maior dificuldade para se associarem.

2.5 Alocação de permissões de emissão de CO₂

101. A alocação de permissões é um dos aspectos mais importantes na criação de um mercado de carbono, pois irá determinar o custo de participação de cada entidade. Ao limitar o volume de poluição total e atribuir um número de permissões para cada participante, o regulador está atribuindo um preço à emissão de cada tCO₂e, portanto, determinando custo de participação de cada empresa no mercado. (BID, 2015).

102. Os métodos de distribuição (ou alocação) de permissões vão desde a distribuição gratuita até o leilão de 100% das permissões disponíveis. Normalmente, o objetivo geral de um mecanismo de alocação é apoiar o mercado a alcançar reduções com o menor custo total possível. No entanto, o método de alocação escolhido pelo regulador vai depender também de outros fatores, tais como: o objetivo do mercado; a aceitação pública; características específicas dos setores abrangidos; etc.

103. Deve-se levar em consideração questões intrínsecas que influenciam na capacidade de redução de emissões de cada setor, tais como: tecnologias de abatimento disponíveis, custos de redução, número de

empresas no setor, investimentos já realizados, etc. Alguns setores podem ter o potencial de redução de emissões bastante limitado.

104. Além disso, o mecanismo de alocação deve ser equitativo e evitar ou minimizar as distorções do mercado. Nesse sentido, deve-se evitar que certos setores econômicos (como os consumidores finais) sejam desproporcionalmente afetados pelo mercado (com o aumento dos preços na economia).

105. De melhor forma possível, o mecanismo de alocação deve lidar com o risco de vazamento de carbono (carbon leakage), ou seja, evitar que as empresas transfiram suas atividades produtivas para outras localidades onde as políticas de redução de emissões sejam mais brandas ou ausentes.

106. Existem três métodos consolidados para alocar permissões em um sistema cap-and-trade (teto-e-comércio): a distribuição gratuita, o leilão de permissões e a abordagem híbrida.

2.5.1 Alocação gratuita (*grandparenting* x *benchmarking* - transição)

107. A alocação gratuita caracteriza-se pela distribuição, sem custo, de permissões entre os poluidores, baseada na análise dos dados de emissões passadas ou na criação de benchmarks previamente estabelecidos (ex-ante benchmarks). Com a alocação gratuita, o regulador diminui o custo de participação das empresas no mercado, facilitando a aceitação pelo setor industrial.

108. GRANDPARENTING – as empresas recebem permissões gratuitas com base em suas emissões históricas em determinado período. O grandparenting tem a vantagem de ser relativamente simples, com requisitos moderados de dados. No entanto, pode reduzir a necessidade de comercialização nos primeiros anos e pode penalizar as empresas que investem em reduções de emissões antecipadamente, uma vez que essas reduções podem efetivamente baixar sua "linha de base histórica de emissões" e levá-las a receber menos permissões.

109. BENCHMARKING – as empresas recebem permissões gratuitas dependendo de um conjunto de padrões de desempenho, com base na intensidade de emissões de um produto ou através de um setor. Os parâmetros de referência podem abordar as preocupações acerca da equidade e recompensar ações antecipadas de mitigação. Contudo, o benchmarking, ou análise comparativa, requer dados de alta qualidade e uma compreensão profunda dos (muitas vezes complexos) processos industriais. Um método comum de benchmarking em um SCE é de estabelecer padrões de desempenho fixos para determinados produtos ou setores (Benchmarking Fixo por Setor). Os parâmetros de referência podem ser fixados ao nível de desempenho médio, ao nível das melhores práticas, ou a um valor intermediário (por exemplo, a média dos 10% com melhor desempenho). Outro método de benchmarking é o de atualizar o volume alocado de acordo com a produção real da empresa ou instalação (Output Based Allocation, OBA). Esse método visa combater o risco de fuga para empresas vulneráveis. Contudo, também pode atenuar o incentivo do preço do carbono para elas.

110. Ressalte-se que esses métodos podem ser utilizados nas fases iniciais ou de testes, usualmente voluntárias, que permitem aos agentes se adaptarem e obterem expertise no mercado, uma fase de aprendizagem e baixo custo. Tal fase é importante no engajamento dos agentes econômicos e, na experiência internacional, antecede a fase obrigatória e com tetos progressivamente mais restritivos. Esse gradualismo (estabilidade e previsibilidade) é importante para o sucesso da implementação dos mercados de carbono.

2.5.2 Leilão de permissões

111. No leilão de permissões, o regulador vende as permissões aos participantes através de leilões regulares. A utilização da receita gerada nos leilões é uma decisão política, mas, na maioria dos casos, essa

receita é destinada a investimentos em eficiência energética e energia renovável, ou utilizada para reduzir eventuais aumentos dos preços gerais da economia (como aumento do preço da eletricidade, por exemplo).

112. Na alocação híbrida, o regulador distribui parte das permissões gratuitamente e o restante é leilado. A abordagem híbrida combina o leilão da maioria das permissões com a distribuição gratuita de um determinado número de permissões para os setores mais afetados. O objetivo dessa abordagem é integrar o melhor dos dois mecanismos, ou seja, a eficácia do sistema de leilão e a redução de custos do sistema de distribuição gratuita.

113. Os métodos de alocação variam de acordo com as jurisdições e setores do SCE, dependendo de suas circunstâncias. O leilão é frequentemente utilizado para o setor energético, enquanto a alocação gratuita tem sido concedida a setores industriais. Normalmente, os leilões são limitados nas fases iniciais de um SCE, mas sua proporção tende a crescer conforme o sistema amadurece. Ao menos um certo número de leilões é considerado importante para apoiar um mercado de carbono ativo.

2.6 Governança e arcabouço regulatório

2.6.1 Uso de Compensações (*offsets*)

114. Compensações (*Offsets*) ou créditos de carbono são compensações de emissões oriundas de projetos voluntários que gerem redução de emissões ou remoção de carbono da atmosfera. Estes trazem maior flexibilidade ao cumprimento de obrigações por participantes de um mecanismo de precificação de carbono e podem vir de diferentes fontes (soluções baseadas na natureza, REC, CCS, entre outras possibilidades), em geral de setores não cobertos pelo mecanismo adotado ou de créditos transacionados internacionalmente.

115. No Brasil, o maior potencial para geração de *offsets* está no setor de florestas e de mudança de uso do solo, por concentrar a maior parte das emissões no país e devido à grande extensão de florestas tropicais. O setor elétrico também poderia atuar como provedor de *offsets* para outros setores por meio de instrumentos como os Certificados de Energia Renovável (REC).

116. O uso de *offsets* é uma questão bastante discutida mundialmente por ser uma forma indireta de se reduzir as emissões. Ou seja, o agente ou setor que utiliza o *offset* deixa de implantar mecanismos de redução de emissões em seu próprio processo produtivo, o que pode ser interpretado como uma postergação da ação climática. Além disso, a verificação da integridade ambiental é complexa, devido à dificuldade para se demonstrar que os *offsets* provêm de projetos com adicionalidade e com reduções de emissões reais e permanentes. Por esse motivo, diversas experiências internacionais limitam o uso de *offsets* a um pequeno percentual. No caso do estado da Califórnia, por exemplo, é permitida a compensação de até 8% das emissões verificadas, e no máximo 50% dos *offsets* utilizados por um agente podem vir de projetos que não tragam benefícios ambientais ao estado.

117. De todo modo, os *offsets* têm papel relevante para se cumprir as metas estabelecidas e para se atingir a neutralidade climática, uma vez que, nem todas as emissões de um processo produtivo podem ser mitigadas ou as medidas nesse sentido não são custo-efetivas. Destaca-se também o potencial de fomento a atividades de descarbonização em setores não regulados por meio dos *offsets*, ampliando o alcance do sinal de preços de carbono e levando a maior eficiência da mitigação nacional como um todo, além de trazer boas oportunidades para destravar investimentos no país.

Quadro 1 – Vantagens e desafios do uso de *Offsets*

Vantagens	Desafios
Aumentar o escopo: pode ampliar o sinal de preço de carbono para setores não cobertos pelo SCE	Integridade ambiental: dificuldade para demonstrar que os offsets provêm de projetos com adicionalidade e com reduções de emissões reais e permanentes
Aumento da eficiência econômica: pode fornecer incentivo de abatimento em setores difíceis de incluir num SCE	Risco de incentivo perverso nos setores geradores de offsets: compromissos fracos nos setores geradores de offsets podem criar um incentivo perverso e enfraquecer o resultado de emissões.
Aumento da ambição: custos mais baixos podem permitir teto de emissões mais ambicioso	Risco de dupla contagem: necessidade de um sistema robusto e transparente de contabilidade.
Co-benefícios: projetos podem prover outros benefícios (produção de água, recuperação de áreas degradadas, desenvolvimento social, etc)	Compatibilidade com as metas de neutralidade de emissões líquidas.

Fonte: adaptado da apresentação do Diálogo Técnico com a IEA – Sessão 4, 2021

118. Em relação à redução de emissões por meio de conservação e restauração de florestas, cabe destacar seu baixo custo de implementação em relação a outros métodos de abatimento (Ji & Ranjan, 2019) e potencial volume disponível no Brasil. Além disso, há a geração de co-benefícios para as comunidades locais, a biodiversidade, os recursos hídricos, entre outros.

119. Abaixo estão elencadas as principais barreiras e desafios para a implementação de políticas de offsets florestais:

- os *offsets* florestais têm elevado custo de transação, especialmente devido aos complexos mecanismos de medição, monitoramento, comunicação e verificação (MMRV)
- a dificuldade em se demonstrar a adicionalidade dos projetos,
- a possível não permanência dos resultados,
- o baixo preço do carbono e a relação custo-efetividade dos projetos
- questões relacionadas a direito de propriedade e à aceitabilidade social.

120. Cabe destacar que dentre os projetos geradores de *offsets* florestais, há diferenças entre os que se baseiam em desmatamento evitado, conservação e restauração florestal. Na restauração florestal ocorre fixação direta de carbono durante o crescimento da floresta e, portanto, os offsets gerados têm maior valor/qualidade. Já no desmatamento evitado e conservação florestal os créditos são gerados com base no carbono que iria para a atmosfera caso a tendência histórica de desmatamento continuasse. Nesse caso há maior complexidade para se provar a adicionalidade e permanência dos projetos.

121. A transação de *offsets* florestais a nível internacional também é alvo de debate e está entre os temas a serem regulamentados através do Artigo 6º do Acordo de Paris. Por um lado, esse mecanismo poderia dar acesso aos países com florestas, como o Brasil, a maiores volumes de recursos internacionais para financiar a conservação dos ativos florestais, trazendo outros benefícios socioambientais além da redução de emissões. Por outro lado, esse tipo de uso dos offsets pode implicar em riscos para cumprimento das metas da NDC dos países geradores dos créditos, já que ao disporem dos créditos mais baratos gerados por florestas, podem precisar adotar outras ações mais caras para cumprimento das metas.

122. Com o objetivo de criar, fomentar e consolidar o mercado voluntário de Pagamento por Serviços Ambientais (PSA) para as florestas, foi lançado pelo MMA em 2020 o programa Floresta+. Um dos componentes do programa, denominado Floresta+ Carbono, visa a geração de créditos de carbono por meio do aumento e manutenção dos estoques de carbono florestal (MMA, 2020). Em 2021, foi sancionada a Lei nº 14.119, que institui a Política Nacional de Pagamento por Serviços Ambientais, que incentiva a compensação vinculada a certificado de redução de emissões por desmatamento e degradação como uma de suas modalidades.

2.6.2. Instituições Reguladores/Estrutura

123. O desenho da governança da estrutura e das instituições reguladoras dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais passa, em primeiro lugar, pela tomada do que podemos chamar de decisões fundamentais. Estas decisões definirão os contornos essenciais que a estrutura e as instituições reguladoras destes mecanismos deverão assumir no Brasil. Nessa linha, o parágrafo 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 determina que ao Poder Executivo Federal defina diretrizes para a implementação, no setor elétrico brasileiro, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais.

124. Ressalte-se ainda que algumas decisões fundamentais a respeito do tema ora em debate já foram tomadas pelo próprio legislador. Com efeito, o já mencionado parágrafo 1º-G do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 estabeleceu que os mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais devem guardar consonância com os mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade. Ainda nesta linha, o parágrafo 1º-H do mesmo dispositivo legal exclui certos empreendimentos de geração de energia elétrica do âmbito de incidência dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais. Por fim, o parágrafo 1º-I do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 determinou que seja conferida uma abordagem *economy wide* a estes mecanismos, ao estabelecer que as diretrizes para a sua implementação prevejam a possibilidade futura da sua integração a outros setores.

125. Como decisões fundamentais que ainda deverão ser tomadas no que diz respeito aos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, pode-se citar, a título de exemplo, as respostas para os seguintes questionamentos: quais tipos de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais serão adotados no Brasil? Serão considerados apenas os benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa ou outros benefícios serão levados em consideração? Os mecanismos implantados alcançarão, em um primeiro momento, apenas o setor elétrico ou eles promoverão, desde logo, a integração entre os diversos setores da economia?

126. Uma vez sedimentadas as decisões fundamentais a respeito dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, será necessário analisar o quadro institucional brasileiro, a fim de identificar quais órgãos e entidades, públicos ou privados, estarão envolvidos na operacionalização destes mecanismos.

127. A fim de que a ferramenta de precificação adotada produza os resultados esperados, é importante a instituição de um arcabouço de governança que preveja a alocação das diversas atribuições a entidades que contenham conhecimento técnico compatíveis com as tarefas que compreendem a implementação e regulação do mecanismo proposto.

128. Existem diversos arranjos institucionais que podem ser verificados nos diferentes instrumentos de precificação de carbono encontrados pelo mundo. Portanto, pode-se constatar que não existe uma estrutura padrão, uma vez que o desenho da governança deriva necessariamente das particularidades legais, institucionais e espaciais do instrumento em si.

129. Nesse sentido, tarefas como a manutenção de coerência com a política pública estabelecida, bem como com outras políticas existentes ⁸; a coleta, interpretação e formação de bases de dados dos agentes cobertos pelo mecanismo; a definição do escopo de cobertura dos gases; o estabelecimento do procedimento de MRV; e a aplicação de penalidades parecem consistentes com a alocação a uma instituição independente e com atribuições regulatórias, correspondente a uma agência reguladora, no contexto do ordenamento jurídico brasileiro.

⁸O instrumento proposto deve funcionar em sintonia com outras políticas já existentes que almejem melhorar a qualidade do ar ou que tenham como objetivo incrementar a participação de fontes associadas à baixa emissão de GEE.

130. No âmbito de um mercado de carbono, tal instituição, naturalmente, editaria normas acerca da alocação de permissões, da necessidade da contratação de entidades certificadoras e de órgãos acreditadores, este último em caso de aceitação de offsets no âmbito do mecanismo.
131. Além disso, é possível vislumbrar a incorporação de entidades privadas ao arcabouço institucional, perfazendo-se um processo de governança igualmente participativo ou até executivo.⁹ Nesse sentido, é possível vislumbrar a constituição de comitês que confirmem assento aos agentes envolvidos para a discussão acerca das etapas do esquema desenhado ou a incorporação, ao quadro institucional, de entidades privadas cujas atribuições contribuam para a execução do instrumento.
132. No caso do Setor Elétrico, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) mantém dados de geração, tanto sobre o ACR, quanto sobre o ACL, que são continuamente atualizados e podem se revelar úteis à tomada de decisões de escopo, operação e acompanhamento do mecanismo. Destaca-se que o uso de bases de dados existentes se mostra consistente com a redução de custos administrativos de desenho e implementação e custos de transação.
133. Dessa forma, entende-se que a CCEE pode ser um ator importante na provisão de informações relativas à quantidade comercializada de energia (MWh) entre os atores institucionais que participarão do mercado de carbono, seja ele voluntário ou regulado. Tais informações são fundamentais para a operação do mecanismo de mercado, uma vez que permite a conversão da energia gerada em CO2 equivalente. Cabe destacar que a CCEE já atua dessa forma no processo de obtenção de REC, fornecendo as informações que comprovam a geração efetiva de energia e que subsidiam a emissão desses ativos.
134. Ou seja, o sistema de informações da CCEE permite a criação de um banco de dados dinâmico, que poderá ser fundamental para a ampliação e consolidação do mercado de REC e posterior integração com o mercado de carbono. Uma das possibilidades é que os REC sejam integrados ao SCE para o cumprimento de metas via offset de emissões.
135. O histórico de geração pode contribuir para a definição do escopo e das metas de redução de emissão de CO2 equivalente de cada agente e cada setor em relação às emissões derivadas da geração de energia. Na operação do mecanismo os dados anuais poderão fornecer as bases para a contabilização de créditos e débitos em termos de emissão, possibilitando as trocas de permissão de emissão entre os agentes, como pressupõe um SCE.
136. Também no caso da implementação de um mercado de carbono, adiciona-se ao arcabouço institucional um elemento capaz de viabilizar as transações de permissões entre os agentes participantes do mercado, tal como uma plataforma eletrônica (no âmbito do Renovabio, a B3 assume esse papel).
137. 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.
138. No setor elétrico, é possível vislumbrar a possibilidade de que o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL participem, em alguma medida, do quadro institucional encarregado da regulação dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais.

⁹Saliente-se que o exercício das atribuições acima mencionadas por uma agência reguladora já inclui o emprego de mecanismos de participação por meio de consultas públicas aos agentes regulados, além de compreender a realização de análises de impacto regulatório.

139. Com efeito, compete ao CNPE promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país e estabelecer diretrizes para programas específicos (incisos I e IV do art. 2º da Lei nº 9.478/1997). Estas atribuições fazem com que o CNPE possa vir a ser o órgão encarregado pelo Poder Executivo federal de definir as diretrizes, as linhas gerais para a implementação, no setor elétrico brasileiro, dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais.

140. Por outro lado, compete à ANEEL implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e aprovar as regras e os procedimentos de comercialização de energia elétrica contratada de formas regulada e livre (incisos I e XIV do art. 3º da Lei nº 9.427/1996). Estas atribuições podem fazer com que a Agência seja eleita como órgão responsável pela implementação e concretização das diretrizes escolhidas pelo Poder Executivo federal para funcionamento dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais.

141. Cabe mais uma vez ressaltar que a participação do CNPE, da EPE e da ANEEL no quadro institucional relativo aos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais é apenas uma possibilidade, aqui aventada em virtude das atribuições, acima apontadas, já conferidas a estas entidades por suas leis de regência. Entretanto, nada impede que o Poder Executivo federal opte, dentro do seu juízo de conveniência e oportunidade, por envolver apenas algumas destas entidades, por não envolver qualquer uma delas, por envolver outras entidades aqui não mencionadas ou, ainda, por criar órgãos ou entidades para compor o arranjo institucional dos referidos mecanismos.

142. Uma vez definido o arranjo institucional que regerá o sistema dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, será necessário avaliar se as atribuições e competências que os órgãos e entidades envolvidos no processo já detém são suficientes para fazer face a este novo desafio ou se, por outro lado, será necessária a edição de atos normativos complementares para lhes conferir novas competências e atribuições relacionadas ao papel que cada um deles desempenhará neste sistema.

143. Ressalte-se, por fim, que é fundamental que a estrutura de governança implementada forneça flexibilidade suficiente para que a eventual intervenção para a realização de ajustes necessários nos mecanismos ocorra de forma célere, incrementando, assim, a resiliência do mecanismo proposto frente à materialização de incertezas.

2.6.2.1. Instrumentos legais

144. Uma vez que todos os órgãos e entidades integrantes da estrutura institucional do sistema dos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais estejam mapeados e possuam competências e atribuições suficientes para permitir a sua plena atuação nesta seara, será necessário que cada um deles proceda, dentro da sua respectiva esfera de atuação, à transposição, para um instrumento normativo, das decisões fundamentais tomadas no início do processo de construção do desenho da governança do sistema. Este instrumento pode ser, a depender do tipo de mecanismo de precificação de carbono adotado, uma lei, um decreto regulamentador dos parágrafos 1º-G, 1º-H e/ou 1º-I do art. 26 da Lei nº 9.427/1996 ou, ainda, um instrumento infralegal, como uma portaria ou uma instrução normativa.

145. Conforme acima mencionado, existem dois tipos principais de mecanismos de precificação de carbono implementados ou em implementação no mundo: a tributação e o sistema de comércio de emissões (SCE).

146. No caso brasileiro, o mecanismo da tributação poderia ser implementado por meio da instituição, sempre por lei, de uma das espécies tributárias reconhecidas, especialmente o imposto, a taxa ou a contribuição de intervenção no domínio econômico, a depender da estrutura e finalidade dos recursos a serem arrecadados.

147. Além de tais espécies tributárias, tal mecanismo ainda poderia ser implementado por meio da instituição, também por lei, de um novo encargo setorial, que, não necessariamente possuirá natureza tributária. Os encargos setoriais possuem objetivos pré-definidos e se prestam a viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro.¹⁰

148. Seja por meio da criação de um tributo ou de um encargo setorial, é essencial que seus elementos quantitativos (cobrança de R\$/CO₂eq, por exemplo), possam ser ajustados com flexibilidade, o que demanda que essa tarefa seja atribuída a instrumentos infralegais.

149. O sistema de comércio de emissões, por outro lado, já goza de maior flexibilidade no que diz respeito aos instrumentos normativos por meio dos quais ele pode ser instituído. Neste caso, a implantação poderá ocorrer por meio de lei, decreto ou instrumento infralegal, como uma portaria ou uma instrução normativa, em alinhamento às diretrizes da Política Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC (Lei n.12.187/2009).

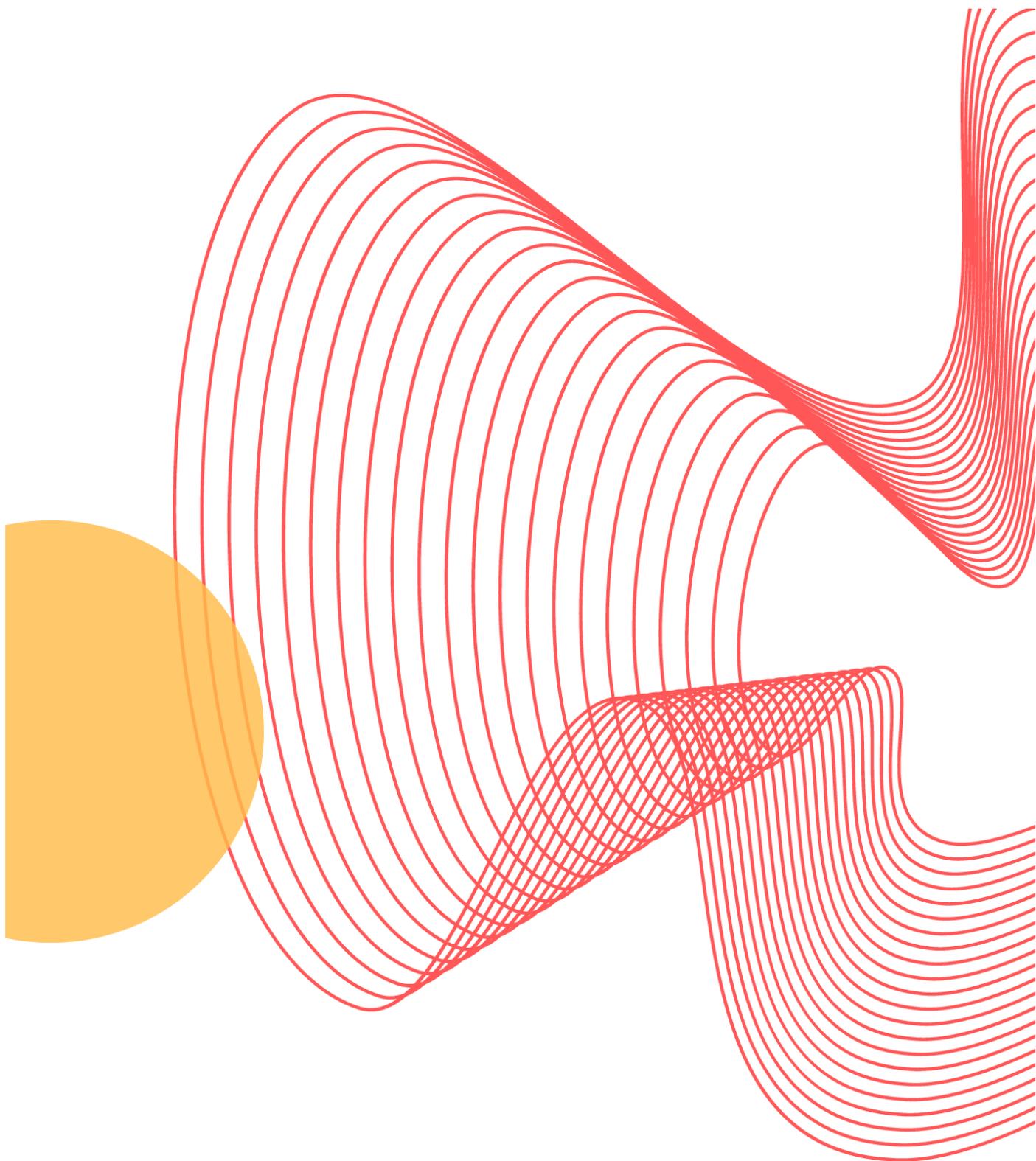
150. Nesse sentido, o substitutivo ao Projeto de Lei 2.148/2015¹¹, que tramita na Câmara dos Deputados e que consiste no apensamento do Projeto de Lei 2.148/2015, principal, e dos Projetos de Lei 10.073/2018, 5.710/2019, 290/2020 e 528/2021, das emendas 1, 2, 3, 4 e 5, apresentadas ao Projeto de Lei 528/2021 na Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS), e da emenda 01, apresentada ao Projeto de Lei 290/2020 na Comissão de Minas e Energia (CME), 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 serão 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.

151. Estes instrumentos normativos terão como principal função conferir ampla divulgação aos agentes interessados ou, eventualmente, diretamente atingidos por estas decisões, das regras do jogo, é dizer, dos comandos e princípios atinentes aos mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no Brasil, medida que se revela fundamental para conferir segurança jurídica ao mecanismo.

152. Antes da sua entrada em vigor, é fundamental que seja feita a análise de impacto regulatório (AIR) destes instrumentos. Isto ocorre na medida em que o art. 6º da Lei nº 13.848/2019 (Lei das Agências) e o art. 5º da Lei nº 13.874/2019 (Lei da Liberdade Econômica) tornaram obrigatório que as propostas de edição e de alteração de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados, editadas por órgão ou entidade da administração pública federal, sejam precedidas da realização de AIR. A referida análise deverá conter informações e dados sobre os possíveis efeitos do ato normativo, a fim de verificar a razoabilidade do seu impacto econômico.

¹⁰ Maiores informações sobre os encargos do setor elétrico podem ser encontradas no sítio da Aneel: <https://bit.ly/3mJEod4>. Acesso em 16 Ago. 2021.

¹¹ [PL 2148/2015 — Portal da Câmara dos Deputados - Portal da Câmara dos Deputados \(camara.leg.br\)](https://www.camara.gov.br/proposicoes-legislativas/PL2148-2015). Acesso em 09 Nov. 2021.

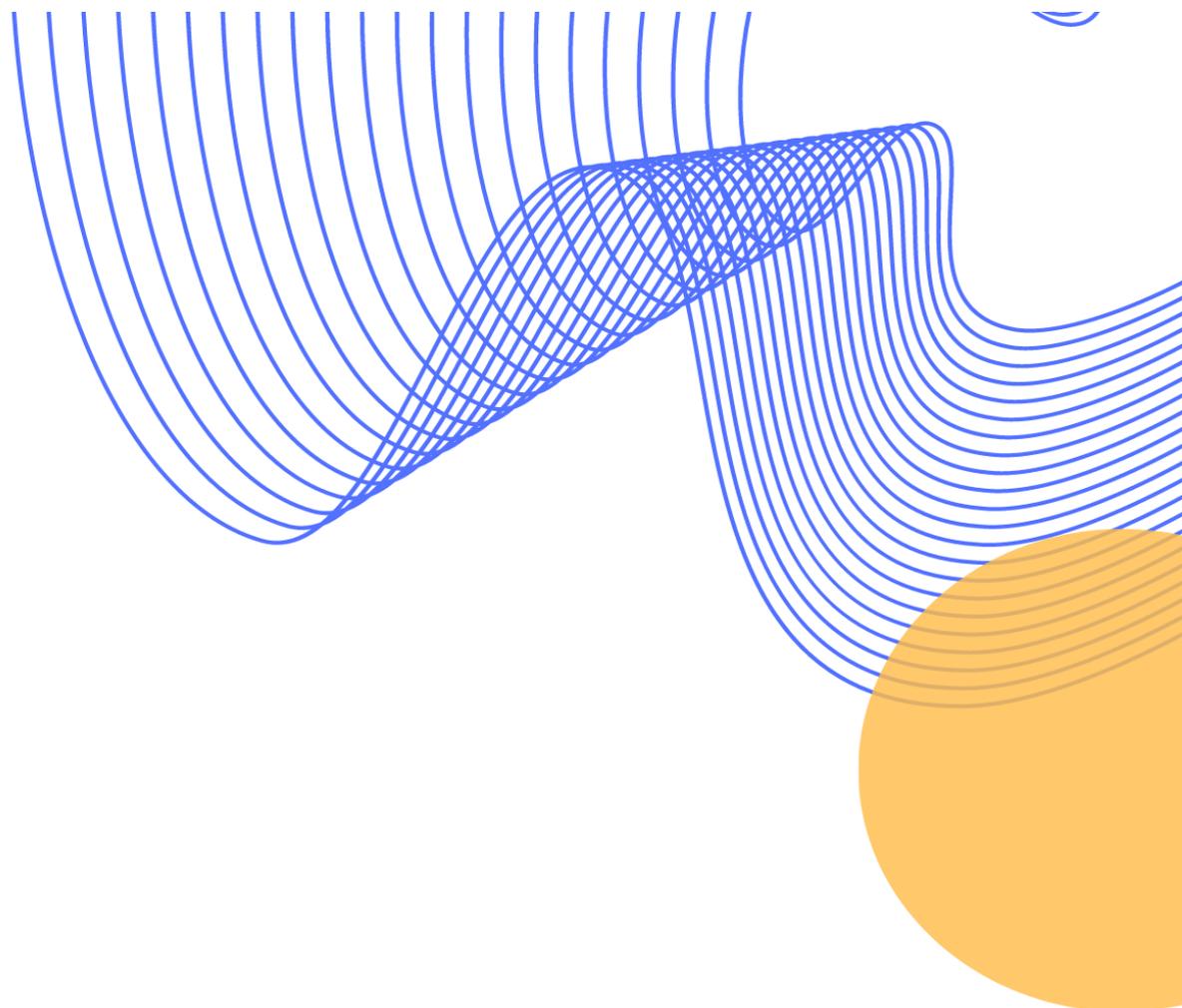


3. DIRETRIZES

Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso)

3. Diretrizes

153. De modo a subsidiar o MME na elaboração das diretrizes previstas na Lei 14.120/2021, são apresentadas as seguintes propostas de diretrizes:
154. Estabelecer como parâmetro inicial para a consideração de benefício ambiental do setor elétrico a mitigação da emissão de gases de efeito estufa.
155. Adotar um Sistema de Comércio de Emissões (SCE), com formato teto-e-comércio de certificados (cap-and-trade), como instrumento de precificação de carbono - i.e. um Mercado de Carbono Regulado em mercado de capitais organizado.
156. Priorizar que o escopo do Mercado de Carbono seja multissetorial (ou seja, além do setor elétrico).
157. Adotar um teto de emissões absoluto compatível com a NDC brasileira.
158. Estabelecer uma abordagem por etapas progressivas, com uma distribuição gradual das permissões, iniciando com permissões gratuitas até que se defina um arranjo que contemple leilões e permissões gratuitas, considerando as características dos participantes.
159. Realizar estudos e modelagens para definição do percentual permitido de compensação (offset), de acordo com os setores envolvidos e nível de ambição.
160. Estruturar um Sistema Mensuração, Relato e Verificação (MRV).
161. Mapear a Governança e os instrumentos legais necessários para a criação de um Mercado de Carbono, inclusive interagindo com outras entidades governamentais para a constituição de um escopo mais amplo.
162. Formular e implementar estratégias de comunicação e engajamento das partes interessadas.
163. Promover uma implementação gradual a partir de uma experiência piloto.
164. Definir formas de monitoramento e avaliação do Mercado.
165. Estabelecer com a CCEE um mecanismo de incentivo ao mercado de REC, consolidando e disponibilizando informações para seu fortalecimento, bem como assegurando a integralidade ambiental dos montantes associados aos contratos para possibilitar sua utilização como offset no mercado regulado de carbono no futuro.
166. Incentivar os instrumentos de finanças verdes já disponíveis para o setor elétrico
167. Desenvolver bases de informações e estudos para estruturar diretrizes acerca de outros benefícios ambientais do setor elétrico



4. BIBLIOGRAFIA

Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso.

4. Bibliografia

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANP. (2018) **NOTA TÉCNICA RenovaCalcMD: Método e ferramenta para a contabilidade da Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio.** Disponível em: http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n10/CP10-2018_Nota-Tecnica-Renova-Calc.pdf Acesso em agosto de 2021

Banco Mundial. (2021a) **Carbon Pricing Dashboard.** Disponível em: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/> Acesso em agosto de 2021.

Banco Mundial. (2021b) **Emissions Trading in Practice: A Handbook on Design and Implementation.** Segunda edição. Disponível em: https://icapcarbonaction.com/en/?option=com_attach&task=download&id=745. Acesso em agosto de 2021.

Banco Mundial (2015) **The faster principles for successful carbon pricing: an approach based on initial experience.** Disponível em: <<http://documents.worldbank.org/curated/pt/901041467995665361/The-FASTER-principles-for-successful-carbon-pricing-an-approach-based-on-initial-experience>> Acesso em agosto de 2021.

CDP (2021). **PUTTING A PRICE ON CARBON The state of internal carbon pricing by corporates globally.** Disponível em: https://6fefcbb86e61af1b2fc4-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.ssl.cf3.rackcdn.com/cms/reports/documents/000/005/651/original/CDP_Global_Carbon_Price_report_2021.pdf?1618938446 Acesso em setembro de 2021

EPE- Empresa de Pesquisa Energética. (2021) **2º Workshop Consideração de benefícios ambientais no setor elétrico É hora de um mercado de carbono? - Resultados da Pesquisa.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/Documents/2%c2%ba%20Workshop%20Considera%c3%a7%c3%a3o%20de%20Benef%c3%adcios%20Ambientais%20no%20Setor%20El%c3%a9trico/2%20Workshop_Resultados_Pesquisa%20EPE.pdf Acesso em agosto de 2021

EPE (2020) **Precificação de carbono: Riscos e Oportunidades para o Brasil. Conceitos, experiências e reflexões para a aplicação no setor energético.** Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-549/NT%20EPE-DEA-GAB-014-2020%20-%20Precifica%C3%A7%C3%A3o%20de%20C_final_05012021.pdf Acesso em agosto de 2021

GVces (2016). **Diretrizes Empresariais para Precificação Interna de Carbono.** Material Introdutório. Versão 1.0.GVces.

IEA – Agencia Internacional de Energia (2021). **Visão geral dos instrumentos de precificação de carbono – desafios e oportunidades.** Workshops para os Benefícios Ambientais para o Setor Elétrico 13 April 2021. Mariano Berkenwald. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/estudos-socioambientais/SiteAssets/pt/areas-de-atuacao/meio-ambiente/beneficios-ambientais-lei-14-120-2021/Apresentacao_Mariano%20Berkenwald_IEA_13abr2021.pdf Acesso em setembro de 2021.

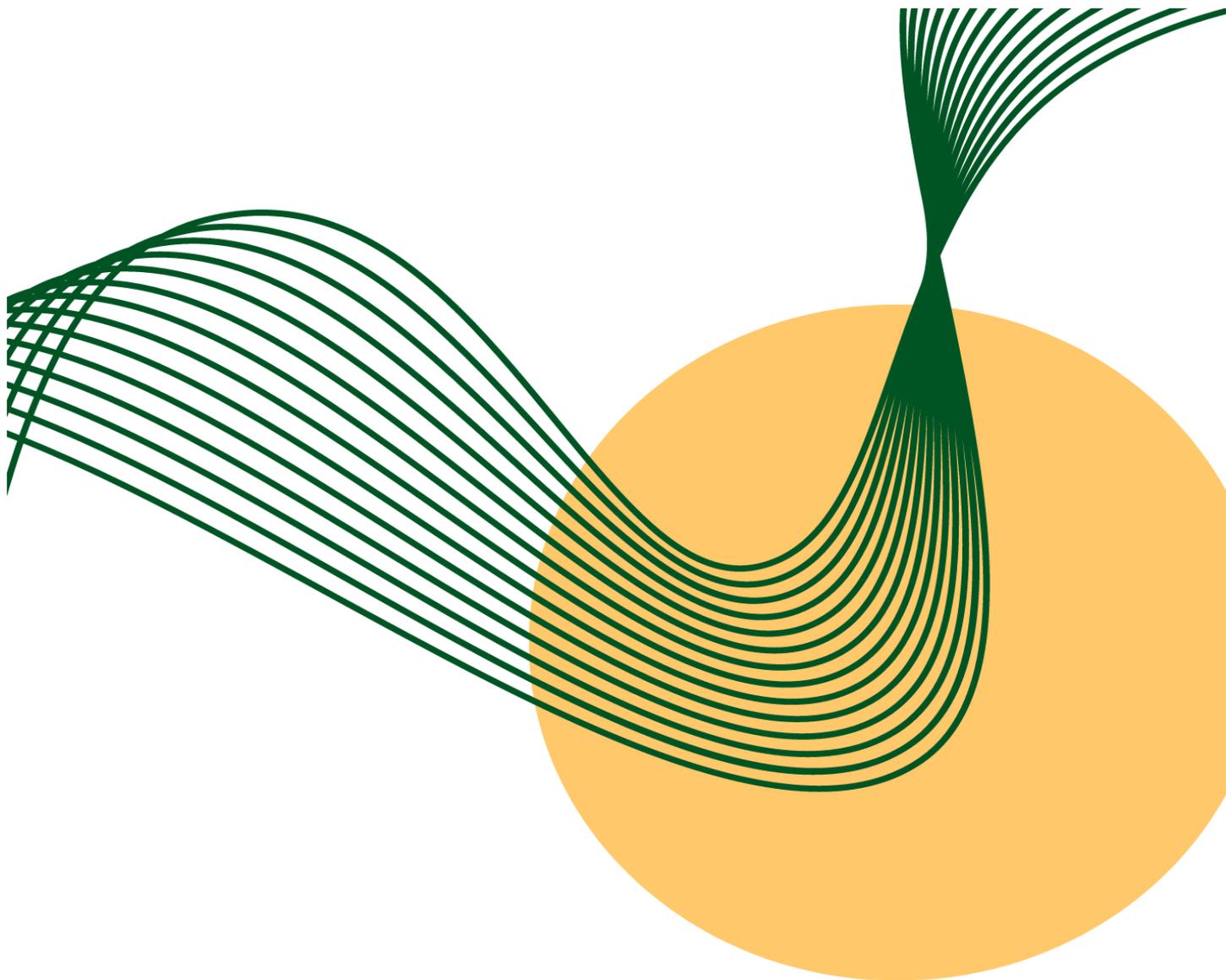
Ji, Yaoyao; RANJAN, Ram (2019). **A global climate-economy model including the REDD option.** Journal of environmental management, v. 247, p. 342-355. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.06.052>. Acesso em: abril/2020>. Acesso em ago de 2021.

Ministério da Economia (2020) Síntese das análises e resultados do Projeto PMR Brasil. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/pmr/relatorio-sintese-pmr.pdf/view>. Acesso em agosto de 2021.

Mariana Xavier Nicolletti, Guilherme Borba Lefèvre. (2016) **Precificação de carbono no Brasil: perspectivas e aprendizados a partir de uma simulação de mercado cap-and-trade.** Cadernos Adenauer XVII

(2016) nº2. Disponível em: http://mediadrawer.gvces.com.br/artigos/original/cadernoadenauer22016-precificacao_mxnicolletti-gblefevre.pdf. Acesso em agosto de 2021.

UNFCCC. (2020). **Brazil's Nationally Determined Contribution (NDC) - *updated submission***. Disponível em: <<https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/Party.aspx?party=BRA>>. Acesso em ago 2021.



5.ANEXOS

Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso

ANEXO I

1º Workshop - dias 13, 16, 19 e 20/04/21
Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico
- Lei nº 14.120/2021) -
É hora de um mercado de carbono?

Relatoria do dia 13/04/2021

Agenda

Moderação: Giovani Vitória Machado

Horário	Nome	Cargos
9:00	Marisete Fátima Dadald Pereira	Secretaria Executiva do MME
9:10	Thiago Vasconcellos Barral Ferreira	Presidente da EPE
9:15	Christiano Vieira da Silva	Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL
9:30	Mariano Berkenwald	Clean Energy Transitions Programme Officer – Latin America Office of Global Energy Relations IEA
9:45	Agnes Maria de Aragão da Costa	Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios da Secretaria Executiva do MME
10:00	Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança	Secretário Adjunto da Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura da Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério da Economia
10:15	Ronaldo Seroa da Motta	Professor de Economia Ambiental da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ)
10:30 – 11:00	Debate	

Abertura

Marisete Fátima Dald Pereira - Secretária Executiva do MME

Trouxe a ideia geral de aumentar a sustentabilidade na expansão e ao mesmo tempo garantir a confiabilidade e a competitividade do setor energético. Ressaltou que o fim dos subsídios das fontes incentivadas, faz parte da diretriz da racionalização de encargos e subsídios que, por sua vez, é um dos pilares da modernização do setor elétrico brasileiro. Colocou também a necessidade de sistematizar a discussão sobre como considerar os benefícios ambientais das fontes renováveis, tema cada vez mais relevante no esforço mundial da transição energética rumo a economias de baixo carbono. Finalmente, a Secretária identificou a criação desse mecanismo como uma oportunidade para o setor elétrico se tornar fornecedor de créditos de carbono para outros setores do Brasil. Ou seja, trata-se de uma abordagem que poderá criar muitas oportunidades para as empresas do setor.

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira - Presidente da EPE

Barral destacou três características que conferem vantagens competitivas ao Brasil. São elas:

- Enorme riqueza de recursos energéticos não emissores de gases de efeito estufa.
- A capacidade tecnológica e de recursos humanos para transformar esses recursos em riqueza e desenvolvimento.
- Tradição e capacidade institucional de formulação e implementação de políticas energéticas e ambientais.

Posteriormente ressaltou a atuação da EPE, por meio da liderança da DEA, no desenvolvimento do melhor mecanismo possível de precificação de carbono para apoiar a lei 14.120, considerando as diretrizes da política do governo federal e a experiência internacional. De fato, muitos instrumentos de precificação têm sido implementados internacionalmente. Dessa forma, ao considerar os benefícios ambientais e buscar mitigar as emissões de carbono do setor elétrico, a EPE dá um passo muito importante para a inserção da economia brasileira no contexto global.

O objetivo mais importante é ajudar a construir um amplo consenso sobre as oportunidades que o Brasil tem e os caminhos mais viáveis para a consideração de benefícios ambientais no mercado de energia e, em particular, no setor elétrico para ajustar os sinais econômicos para os investimentos no setor.

Christiano Vieira da Silva - Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração da ANEEL

Christiano iniciou sinalizando que as alterações dos padrões climáticos trazem incertezas ao setor elétrico e têm impactos no aumento dos preços de energia.

Assim, a edição da Lei nº 14.120/2021 representa um passo importante na direção de um sistema elétrico eficiente, que propicie uma alocação justa e equilibrada de benefícios, custo e risco, dentro de um arcabouço legislativo e normativo que favoreça a inovação e a sustentabilidade ambiental, em convergência com as necessidades das mudanças climáticas. A lei estabelece também condições e prazos para o fim dos subsídios no uso do fio por fontes incentivadas, assim como para o Poder Executivo considerar os benefícios ambientais no setor elétrico.

Christiano concluiu abordando a experiência da ANEEL no campo da fiscalização das obrigações dos agentes de geração e transmissão, ressaltando que a agência pode contribuir na discussão acerca de quais mecanismos e estruturas são mais efetivos e têm baixo custo de *enforcement*.

Abordagem do Evento:

Elisângela Medeiros de Almeida – Superintendente de Meio Ambiente da EPE

Elisângela apresentou o formato e a agenda do evento e apontou que a Lei nº 14.120/2021 traz oportunidades no âmbito da precificação de carbono. Em seguida, passou a palavra para Giovani Machado, que ressaltou que o objetivo do encontro é nivelar conhecimento entre os diversos agentes e a sociedade para discutir o estabelecimento dessas novas diretrizes para consideração dos benefícios ambientais do setor elétrico.

Palestras do dia:

Mariano Berkenwald - Coordenador do Latin America Programme da International Energy Agency IEA

Segundo Mariano, a precificação de carbono é uma ferramenta preciosa para promover transições para energias limpas. Ela permite internalizar o custo social das emissões de gases de efeito estufa e pode estimular investimentos em inovações tecnológicas de baixo carbono, fomentar a cooperação multilateral e criar sinergias ou alinhamentos entre a política energética e a política climática.

Sobre as emissões, é importante fazer uma categorização:

1 - Emissões de gases de efeito estufa dedutíveis. A estratégia para este primeiro caso é de mitigar as emissões por meio de medidas diretas, como mudança tecnológica.

2 - Emissões residuais. Existem três maneiras de equilibrar essas emissões. A primeira é usar a compensação de carbono como mecanismo de desenvolvimento limpo, ou outros mercados de carbono. A segunda é reduzir emissões

da atmosfera, como CCS, reflorestamento e etc. A terceira é evitar que essas emissões ocorram, por meio da aplicação de medidas de eficiência energética, ou também redução da demanda por meio de mudanças comportamentais.

Segundo ele, a precificação de carbono é uma alavanca transversal que pode ser utilizada em todas essas estratégias. Não há uma única solução para atingir nossas ambições climáticas e de redução de emissões. Uma série de tecnologias e políticas são necessárias para atender a trajetória do cenário de desenvolvimento sustentável.

Mariano destacou profundamente as diferenças entre os sistemas de precificação que existem no mundo, ressaltando as vantagens e desvantagens entre os sistemas de tributação e comércio de emissões.

Por fim, comentou que a comunicação para a sociedade é um tema muito importante. A aceitabilidade social de uma medida de precificação do carbono depende em grande medida da habilidade do governo de comunicar sobre os efeitos positivos, a justificativa para implementação da medida, a reciclagem das receitas, assim como os efeitos sobre a competitividade da atividade econômica.

Agnes Maria de Aragão da Costa - Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios da Secretaria Executiva do MME

Agnes começou sua apresentação mencionando a modernização do setor elétrico que teve início com a CPI 33, ressaltou as mudanças ocorridas com a entrada de novas renováveis e a necessidade de discutir a sustentabilidade na expansão, garantindo a confiabilidade do sistema de lastro e energia e promovendo abertura do mercado.

Comentou que o MME já aperfeiçoou, por meio das discussões da modernização, os critérios de suprimento, que atualmente são energia e potência, os dois únicos atributos que de fato importam para otimizar a operação. Entretanto, se a sociedade achar importante, é possível encontrar uma forma de pagar pelo atributo ambiental. Mas ele não é relevante para garantir a confiabilidade do sistema e nem para reduzir o custo do sistema.

Depois ressaltou que a valoração dos benefícios ambientais implica custos, mas é importante não imputar mais custos ao setor elétrico brasileiro. Ou seja, é preciso entender a forma mais inteligente de permitir que a sociedade pague pelos benefícios ambientais tentando não afetar os custos do setor elétrico e ter cuidado para não afetar artificialmente o preço das fontes de energia.

Ressaltou também a importância da discussão sobre encargos e subsídios no setor elétrico para trazer maior transparência para a sociedade sobre os reais custos do setor, inclusive para atrair novos investimentos. Importante garantir que não se aumente o custo da tarifa do setor elétrico. Encargos setoriais no setor elétrico são importantes, inclusive para a redução das desigualdades, mas eles têm que ser transparentes, focalizados. Assim é preciso estancar o crescimento desses encargos e dar sinal eficiente para investimentos. Fazer essa limpeza permite que a sociedade enxergue melhor quanto custa a energia.

A introdução de um mecanismo de precificação de carbono no setor elétrico vai aumentar o custo das fontes não renováveis e tem um valor muito baixo para incentivar a expansão das renováveis. Assim deve-se ampliar essa discussão para outros setores, inclusive porque a MP 998 foi escrita em conjunto com o Ministério da economia, onde foi discutido o mercado de carbono Brasil a partir do setor elétrico. Ou seja, o MME entende que o comando da Lei nº 14.120/2021 aponta no sentido de discutir mercado de carbono começando pelo setor elétrico.

Finalmente, ressaltou que a consideração de benefícios ambientais deve ter como proposta um olhar mais abrangente e não está condicionada à retirada dos incentivos das fontes incentivadas para empreendimentos futuros.

Gabriel Godofredo Fiuza de Bragança - Secretário Adjunto da Secretaria de Desenvolvimento da Infraestrutura da Secretaria Especial de Produtividade, Emprego e Competitividade do Ministério da Economia

Gabriel Fiuza começou sua palestra dizendo que todos esses marcos legais têm como objetivo a modernização do setor, que tem uma série de distorções relativas ao despacho, formação de preços e quantidade de tributos. Assim existe uma preocupação com a evolução de encargos e subsídios do setor elétrico, que muitas vezes recaem no ambiente regulado. Nesse sentido, o fim dos subsídios para novos entrantes vai ter uma melhor sinalização de preço. A Lei nº 14.120/2021 endereçou esse problema, acabando com o subsídio direto no fio para os novos projetos e propondo a consideração dos benefícios ambientais.

Ressaltou os desafios, como sociedade brasileira, para implementar um mercado de carbono para atingir metas climáticas internacionais. Dentro dessa lógica mais ampla, existe o desafio de criar um sistema baseado no mercado

para o setor elétrico, onde o despacho é centralizado e que considere preocupações básicas como não aumentar a tarifa, garantir a segurança de suprimento e refletir a demanda da sociedade em reduzir as emissões e evitar o repasse de preço ao consumidor. Além disso, esse sistema não pode contemplar apenas o setor elétrico. A própria lei estimula a integração da consideração de benefícios com outros setores.

Dentro dessa lógica, o *carbon tax* não seria apropriado devido à complexidade da carga tributária e à necessidade de ampliar a discussão dentro do contexto da reforma tributária do país. Ou seja, existe um problema de equilíbrio geral, onde a alteração de um tributo impacta toda a economia.

Terminou colocando que as peculiaridades do setor elétrico não permitem a simples adaptação das experiências internacionais, pois (i) está em expansão; (ii) tem uma participação de renováveis muito grande e uma participação de energia intermitente crescente; (iii) possui custo marginal muito baixo, o que provoca frequentemente problemas de *missing money*; (iv) possui geração em cascata; (v) tem mecanismos de ajuste de riscos, como o MRE, que causam ainda mais complexidade no modelo, e (vi) tem múltiplas fontes.

Ronaldo Seroa da Motta - Professor de Economia Ambiental da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ)

A precificação é um instrumento cuja ideia é internalizar as externalidades negativas para melhorar a eficiência da economia. Enfatizou que existem basicamente duas maneiras de estabelecer metas de precificação, as metas absolutas (SCE) e as relativas. Metas absolutas têm um ganho maior de eficiência, enquanto as relativas não têm garantia de reduções absolutas de emissão.

Ressaltou que um ponto muito importante é relativo à aceitação política pela sociedade. Nesse sentido, a magnitude da precificação deve estar associada à expectativa de impactos de competitividade e de substituição das tecnologias. Nenhum país estabeleceu um sistema de precificação de carbono sem proteger seus setores expostos ao comércio internacional.

Chamou a atenção para o fato de que o Renovabio não tem sido uma boa experiência, justamente por ter metas relativas. Ou seja, mesmo que melhore a eficiência, se o mercado crescer, as emissões absolutas continuam crescendo. Além disso, gera pouco incentivo ao desenvolvimento tecnológico, pois as obrigações incidem sobre o setor de distribuição.

Terminou a palestra falando sobre as vantagens comparativas no Brasil em relação ao Artigo 6 do acordo de Paris. Disse que existem dois instrumentos de mercado voluntário que podem beneficiar o país no cumprimento das NDCs. Ressaltou que o Brasil não concorda com o ajuste correspondente do art. 6.4. e sinalizou que trata-se de uma posição equivocada, pois nenhum país vai comprar créditos de descarbonização usados duas vezes. Isso deixa o país isolado e pode se configurar como um desperdício de oportunidade de reduzir desmatamento com excedente da NCD, que poderia vender, e ainda financiar o setor elétrico via mercado internacional.

Debate

Pergunta 1: Como internalizar uma externalidade sem impactar o preço da energia?

Agnes:

Alguma internalização tem que haver. Mas como temos um setor elétrico muito limpo, não faz sentido que a internalização fique restrita ao setor. A ideia é tratar as considerações para implementação de uma precificação de carbono de forma mais ampla para além do setor elétrico.

Pergunta 2: À luz da experiência internacional, quais são os critérios de escolha dos instrumentos de precificação de carbono?

Mariano:

Ressaltou a importância de fazer o processo de criação do mecanismo com transparência e participação social. Deve ser ressaltado, esclarecido para a sociedade o que se alcançará com a adoção da precificação. A comunicação de como

a medida está alinhada ao atingimento das metas e objetivos é o que garante a aceitabilidade social. Se a comunicação social tivesse sido feita de forma adequada, talvez houvesse uma maior aceitação pelo Tribunal diesel no na França.

Ronaldo:

A resistência social não está ligada propriamente à instituição do tributo, mas sim à falta de transparência associada à aplicação dos resultados da tributação. Dessa forma, precisamos analisar que tipo de preocupações estão ligadas aos stakeholders.

Pergunta 3: Como o Ministério da Economia busca organizar e compatibilizar iniciativas como o CMBio e o mercado de carbono?

Cláudio:

Existe um parágrafo que pressupõe a integração da lei com outros setores. O país precisa aumentar a competitividade e a produtividade. É preciso atentar também para o fato de que a lei incide apenas sobre a expansão do sistema.

Pergunta 4: Se o objetivo é reduzir emissões, por que não considerar também outras formas de redução de emissões? Quais outros benefícios ambientais podem ser associados às renováveis?

Ronaldo:

É importante ter mecanismos de precificação para evitar ajustes de fronteira. A precificação da energia se dá de duas formas: tributos ou mecanismos de transmissão de preços da energia. No Brasil, é possível abandonar a ideia de criar tributação ou mecanismos de mercado para fazer face à precificação. É possível lançar mão de outros mecanismos. É possível misturar instrumentos de controle e sistemas de créditos e débitos. A trilha do hidrogênio possui o condão de influenciar esta equação.

Relatoria do dia 16/04/2021

Agenda

Moderação: Renato Haddad

Horário	Nome	Cargos
9:30	Talita de Oliveira Porto	Vice -presidente do Conselho de Administração da CCEE
9:45	Luiz Carlos Ciochi	Diretor-Geral do ONS
10:15	Joísa Dutra	Diretora do Centro de Regulação em Infraestrutura da FGV
10:00	Luiz Augusto Barroso	Diretor-Presidente da PSR
10:30 – 11:00	Debate	

Talita de Oliveira Porto - Vice -presidente do Conselho de Administração da CCEE

É importante iniciar o debate e desenvolver um estudo específico sobre como as questões relacionadas à precificação do carbono serão direcionadas pelo poder público, e quais serão os possíveis rebatimentos no setor elétrico. Quais são os possíveis impactos no sistema elétrico, seja na formação de preço, no despacho, na segurança de suprimento e na matriz?

No curto prazo, os primeiros impactos serão nos contratos bilaterais do mercado livre. Impacto na decisão dos consumidores. Aquele com pegada ambiental menor terá preferência por fontes menos emissoras.

Haverá também impacto para os geradores das diversas fontes.

No médio e longo prazo, haverá impacto no preço spot em virtude da dinâmica de considerar os atributos ambientais. O Impacto sobre a composição da matriz traz um novo balanço de oferta e demanda. Por fim, a tarifa também será impactada.

E no despacho? O sobrecusto ambiental será precificado, e isso impacta a competitividade e o custo-benefício das fontes. A própria ordem de mérito será impactada, com alteração das decisões de despacho.

Redução dos subsídios e encargos também pode impactar competitividade

Tudo isso tem que ser analisado.

É hora para um mercado de carbono? A CCEE acredita que é o momento para iniciar as discussões neste sentido.

Temos como desafio mitigar o sobrecusto que a consideração dos atributos ambientais causará na geração de energia, a fim de mantermos a capacidade de expansão do sistema.

É necessário coordenar esforços com demais medidas e políticas de modernização do setor elétrico.

O setor elétrico brasileiro, que é muito limpo, pode ser um fornecedor de créditos de carbono para outros setores da economia.

Esses são os riscos e oportunidades vislumbrados pela CCEE para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico.

Luiz Carlos Ciochi - Diretor-Geral do ONS

A matriz elétrica brasileira é bastante limpa se comparada à matriz de outros países. No futuro, ela será ainda mais limpa. A grande expansão da matriz elétrica brasileira vem de fontes renováveis, sobretudo eólica e solar. Esse é um fator que deve ser avaliado quando pensamos em uma política de descarbonização.

O setor elétrico não é o grande emissor de carbono no Brasil. Dessa forma, temos que pensar em uma contribuição do setor elétrico para a descarbonização da economia brasileira.

Na verdade, a contribuição do setor elétrico para a descarbonização já existe, é preciso pensar na criação de um mercado. A descarbonização tem que ser vista não como um problema, mas como uma solução.

As soluções que podem existir em outros mercados e outros países não se aplicam ao Brasil em virtude das peculiaridades da nossa matriz elétrica. Temos que encontrar soluções diferentes dada a peculiaridade da nossa matriz.

Na perspectiva do ONS todas as fontes de energia vão crescer. Apenas duas irão reduzir. Carvão e diesel. Teremos cada vez mais fontes limpas e com característica de intermitência.

Isso traz complexidade para a operação. Complexidade não é um problema. Se resolve com tecnologia, experiência e capacitação profissional. Estudar modelos e tecnologias e algoritmos que possam permitir atuação rápida e dinâmica e bastante eficiente dando a confiabilidade e a resiliência necessária no setor.

A sustentabilidade é um dos valores do ONS.

A operação do SIN tem que ser cada vez mais sustentável. Todas as questões ambientais são importantes, mas também é preciso que a energia chegue para toda a sociedade.

Jóisa Campanher Dutra Saraiva - Diretora do Centro de Regulação em Infraestrutura da FGV

Lições para uma implementação bem sucedida de instrumentos de precificação de carbono: correta alocação de custos e riscos, harmonização com a modernização do setor, assegurar a estabilidade e perenidade do arcabouço proposto e começar estabelecendo o marco conceitual.

Desafio de pensar e desenhar mecanismos que envolvam precificação de carbono e que atentem para a necessidade de articular mecanismos que assegurem competitividade do setor e confiabilidade.

As falas e reflexões do primeiro dia de evento afastam o mecanismo de carbon tax. Mas não se deve demonizar a taxa de carbono. Visa combater a ineficiência. Não considerar explicitamente o carbono na operação ou na expansão do sistema não faz com que seus efeitos desapareçam.

Devemos desenhar uma política energética integrada às discussões de clima.

O mundo tem que ir além da discussão da competição via custo. A tendência é que a competição se dê também via mercado de carbono.

Existem no setor elétrico, não apenas sob a forma de encargos, mas também de subsídios, elementos que distinguem as tecnologias para geração da eletricidade. Exemplo: CDE, CCC e carvão mineral representam quase 40% da principal conta do setor, tratando de subsídios e incentivos para a geração com combustíveis fósseis.

A Lei nº 14.120/2021 altera a dinâmica dos preços relativos entre as diferentes tecnologias de geração de energia.

Precisamos sopesar o tratamento diferente que é dado a essas tecnologias.

É hora de precificar o carbono no setor elétrico brasileiro? Sim. É hora. Leva tempo para implementar. O setor elétrico brasileiro tem uma vocação renovável.

A transição para uma economia de baixo carbono não será barata. Manter compromissos e buscar a neutralidade das emissões de carbono é um processo custoso para a sociedade. Existe em âmbito mundial uma transição energética que tem o GN como combustível de transição. Mas esse é o caso de países que têm uma participação muito grande do Carvão.

Matriz no Brasil é muito renovável. Mas começa a mudar sua natureza em função das restrições socioambientais que impedem a entrada de novas UHEs com reservatório e aumento da participação de fontes variáveis. UHEs são as grandes fiadoras de equilíbrio com uma participação tão grande de fontes variáveis.

A precificação de carbono deveria ter uma abordagem sistêmica.

Experiência do PMR: Seis cenários comparativos.

Estudo do professor Angelo Gurgel: C&T sistêmico é a forma menos custosa de promover redução de emissões para a economia: Setores têm oportunidade de realocar direitos entre si no mercado.

Não será possível alcançar, no médio prazo, uma concertação muito abrangente num curto intervalo de tempo. É possível encontrar soluções para implementar mecanismos de precificação de carbono numa abordagem segmentada, enquanto isso.

Luiz Augusto Barroso - Presidente da PSR

Impactos técnicos da precificação de carbono no mercado de energia

Quais são os possíveis impactos na formação de preços?

Na prática, a precificação de carbono é um custo pelo direito de emitir. Isso pode ser inserido de forma direta, alterando o custo variável unitário (CVU) das térmicas, ou de forma indireta, por meio da utilização de permissões de emissão.

O impacto da precificação de carbono na ordem de mérito depende da intensidade das emissões do setor, do esquema de formação de preços e do mix.

A precificação de carbono no mercado de energia pode afetar as decisões de investimento?

Em tese, sim. No Brasil, a dúvida é se isso afetará a capacidade de expansão.

Para Barroso, a precificação de carbono no mercado de energia não afetará a capacidade de expansão nem a sua direção, principalmente as decisões do MDI para o PDE. Entretanto, poderia fazer diferenças em receitas e custos e, portanto, no preço da energia.

Quais os possíveis impactos na segurança de suprimento?

No curto prazo, o grande problema é garantir a confiabilidade na operação.

A precificação tem como efeito alterar o CVU das térmicas, o que pode fazer com que o acionamento das térmicas para atender uma restrição de energia ocorra mais tarde. O momento em que o ONS liga uma térmica. Quanto maior o CVU da térmica, mais tarde ela entrará em operação. Pode levar a um maior deplecionamento dos reservatórios.

Há preocupação com o atendimento da ponta e com a alteração dos padrões de aversão ao risco.

Na dimensão do planejamento (médio e longo prazo), a preocupação é com a adequabilidade do suprimento na expansão, atendendo ao critério de suprimento. A questão já existe hoje em função da indexação dos CVUs.

A variação do CVU afeta a confiabilidade do suprimento.

Debate

Pergunta 1: Na sua visão, quais seriam os pontos que não poderíamos deixar de enxergar nos casos de preço por oferta ou preço por modelo?

Talita:

Há impacto nas duas formações de preço. Isso irá depender da forma como o mercado for construído. A dinâmica e os impactos serão diferentes, mas a CCEE não vê empecilho para nenhum dos dois. Será necessária uma adaptação, um período de transição. Mas, uma vez precificado, o mercado se adaptará.

Pergunta 2: Pelo modelo atual de formação de preço. Caso haja a mudança na dinâmica da operação dos reservatórios de UHE em função da alteração do CVU das térmicas. Isso pode trazer eventuais necessidades de medidas, além da própria formação de preço, seja via aversão a risco, seja via medidas heterodoxas. Como você enxerga essa possível relação?

Luiz Carlos:

Mantido todos os outros fatores, se houver aumento do CVU em função da precificação tudo se passará como em situações em que há aumento no preço de combustível por qualquer outra razão. Isso tem implicação no despacho, não tanto na segurança, mas acabaria influenciando PLD, preço. Várias coisas.

Estamos sempre pensando no aumento do custo para o setor elétrico, que representa pouco da emissão da nossa economia. E se pensássemos ao contrário: e se os outros setores da economia pagassem ao setor elétrico por ele ser tão renovável? Isso seria um incentivo natural a um setor tão importante, como o setor elétrico, para a manutenção da sua trajetória renovável.

Joísa:

Os outros setores podem remunerar o setor elétrico pelo seu atributo renovável, mas isso não será fácil.

Isso está implícito no PMR. 6 cenários. Cenários em que cada setor define sua estratégia. Outros que excluem alguns setores. A sociedade prefere aqueles cenários em que todos os setores façam parte. Para o setor elétrico usar sua vocação limpa para limpar os outros setores, terá que entrar com suas contrapartidas. O SE tem a ganhar. O Brasil é um país com vocação para exportação de commodities. Se pudermos comprovar uma menor emissão embutida nessas commodities, o SE poderia se beneficiar.

A EPE é a maior power house. O capital humano da EPE precisa ser usado na revisão de formação de preço, criando espaço para valorar os serviços prestados pelas UHEs e seus reservatórios. Criar incentivos para otimização para repotenciação, usinas reversíveis, e remuneração por serviços ancilares.

Pergunta 3: Como você vê a implantação de uma precificação de carbono com abrangência sistêmica e a comercialização dos certificados de carbono hoje, os iRECs?

Joísa:

Já respondido em tópicos anteriores.

Pergunta 4: A separação lastro e energia cria a possibilidade de criação de vários produtos. Esses produtos podem ser pensados de forma integrada com os produtos do mercado de carbono ou eles podem ser vista de forma apartada?

Luiz Barroso:

O que o gerador precisa é garantir através de uma soma de fluxo de caixa que tenha seu capital pago e remunerado a uma determinada taxa. Pensar em fluxos que sejam combinados ou integrados ou comercializados de forma concomitante tem o papel de melhorar a alocação de risco para a equação financeira do gerador.

Os mexicanos optaram por realizar um leilão que tem um pacote de produtos. Capacidade, energia e Certificados de energia limpa.

Outros países não fazem assim. Leilões de capacidade. Leilões de capacidade de energia firme.

Comercialização dos próprios contratos pode ser feito de forma integrada ou separada.

Pergunta está relacionada ao grau de alocação de risco que o formulador de política vai querer fazer ao empreendedor.

Pergunta 5: Como a precificação de carbono se relaciona com outras políticas integrativas como a energia elétrica e gás natural?

Talita:

Teremos um impacto, mas, no final das contas, o consumidor terá a prerrogativa de fazer as próprias opções. O empoderamento do consumidor será fundamental na definição da matriz como um todo.

Complementação do Luiz Barroso:

Iniciativas voluntárias têm ocorrido em todo o mundo. Operador de mercado do Chile fez uma iniciativa de se tornar um certificador de energia limpa numa plataforma montada por Blockchain. Ele quer prestar um serviço ao mercado de modo a facilitar a disponibilidade e a comercialização dos certificados de energia limpa - iRECs, de forma voluntária. Tem toda capacitação para fazer isso.

Existe espaço para emissão desses certificados de energia renováveis.

Pergunta 6: Pelas razões apresentadas pelo Barroso e a fim de evitar as alterações de preço, CVU, garantia física, eu estou tendendo a concluir que uma forma mais eficaz de introdução de preços de carbono no SEB seria através de um mecanismo de taxaço ao consumidor final e não ao gerador, na expectativa de haver mudança de comportamento do consumidor, implementação de medidas de eficiência, racionalização do consumo etc. E assim reduzindo as emissões de GEE pela redução do consumo.

Luiz Carlos:

A sinalização econômica é fundamental para qualquer atividade. Ela vale tanto para o empresário como para o consumidor. Alocar a responsabilidade do consumo de determinados produtos no consumidor é a essência da nossa economia. Na medida que o setor vá por esse caminho, clientes sensibilizados pelo preço podem consumir menos energia, água, etc. Quem dá a ordem é o cliente final. Ele, podendo escolher, irá exercer esse direito.

Barroso:

Temos que fugir do subterfúgio de tentar encontrar mecanismos alternativos para não afetar o preço. Ideia de controlar preços já deu besteira no passado. O preço tem que ser o que tiver que ser. Se tiver que controlar as emissões, que o custo seja alocado a quem está causando o problema que se quer controlar.

Pergunta 7: A receita oriunda da taxaço de carbono pode ser usada para neutralizar ou reduzir o impacto da precificação final para o consumidor final, por exemplo, sendo depositada na CDE.

Joísa:

Sim. Se há um imposto é preciso ter um destino para esse recurso. Deveria ser canalizado para aqueles segmentos da sociedade que estão gerando emissão.

Comentários:

Estamos discutindo: Cbios, precificação no SEB, GN-Energia-Mineração, Indústria do petróleo. O alcance das emissões que estão no escopo do MME é grande.

Em 2030 parece que o menor custo, a maior eficiência para a sociedade é alcançada através de uma abordagem integrada. Aí vamos discutir como é a transição, quais setores são isentos, o que faz com a receita.

Quanto a quem vai pagar a conta. O SE é universalizado. Então o setor é um grande veículo para a arrecadação de recursos. Há pessoas importantes que defendem que o único caminho é alocar no consumidor final. No fundo, as decisões de consumo geram o equilíbrio que vemos. Agora, determinar imposto e passar para o consumidor, tem que

ser feito apresentando os preços relativos. Se simplesmente passa o valor e não conseguir sinalizar que as decisões de consumo dele deveriam ser relativamente orientadas para quem emite menos, não alcançamos o objetivo.

Relatoria do dia 19/04/2021

Agenda

Moderação: Giovani Machado

Horário	Nome	Cargo
9:30	Guido Couto Penido Guimarães	Coordenador Técnico do Projeto PMR Brasil - Banco Mundial
9:45	Caroline Dihl Prolo	Sócia da Área de Direito Ambiental e Mudanças Climáticas do Escritório Stocche Forbes
10:00	Fábio José de Almeida Zenaro	Diretor de Produtos Balcão e Novos Negócios da B3 S.A
10:15	Carolina Nogueira Learth Sermento Carvalho	Superintendente de Desenvolvimento de Negócios Sustentáveis do Santander Brasil
10:30 – 11:00		Debate

Guido Couto Penido Guimarães - Coordenador Técnico do Projeto PMR Brasil - Banco Mundial

Objetivo/foco do instrumento

A Lei 14.120 se aplicaria somente na expansão pelo que já foi debatido. Destaca que o setor elétrico já é bastante limpo, representando apenas 4% das emissões.

Ambiente de contratação livre segue mais as regras de um mercado convencional e, assim, um instrumento de mercado funcionaria de forma mais natural. Já o ambiente regulado tem um desenho mais peculiar tendo em vista a forma de despacho centralizada, o que torna a correta transmissão dos incentivos um desafio. Essas características têm rebatimento no tipo de mecanismo proposto.

Tipo de instrumento

Em sua fala apresentou as seguintes questões: Será feito comércio de emissões de modo tradicional como na Europa? Serão envolvidos outros setores? Será buscado sistema de certificados de energia renovável e eficiência energética? Sistema similar ao Renovabio, ou expandir o próprio Renovabio para todo setor de energia?

Considera Carbon Tax uma questão superada para o setor elétrico. Seria uma alternativa, mas não houve interesse.

Cobertura e ponto de regulação

Como garantir a transmissão de incentivos de maneira correta. Cita exemplo do setor industrial, em que a planta seria o local mais eficaz para regulação.

Em relação ao ambiente regulado do setor elétrico destaca dificuldades em função do despacho centralizado.

Nível de ambição

Cita o caso do México em que o GN é referência de emissões. Somente combustíveis com fator de emissão superior pagam a alíquota estipulada.

- Outros detalhes de desenho apresentados:
 - Qual escopo de emissões e gases? (simples no setor elétrico, por representar mais queima de combustíveis)
 - Quais serão as medidas de proteção à competitividade?
 - Serão aceitos offsets? Como será a certificação e verificação deles?
 - Quais as penalidades previstas?
 - Quais os usos de eventuais receitas?

Estruturas de governança:

Destacou que o desenho de mercado pode ser inovador dependendo das condições nacionais e não precisa, necessariamente, seguir um modelo já adotado internacionalmente. Arranjos são livres para adaptação ao contexto nacional. Renovabio é um exemplo.

Estruturas de governança variam muito com o tipo de instrumento adotado. Pode ser totalmente pública, ou ter diferentes níveis de participação privada, desde como conselheira até controlando de fato o mecanismo.

Destacou, no entanto, que para o instrumento ter legitimidade é necessária a previsão de penalidades e, assim, deve haver poder de polícia para alguma das instituições reguladoras (gestão pública).

Estrutura estudada no PMR:

- Regulador e implementador podem ser o mesmo órgão, principalmente se sistema for mais ancorado na administração pública.
- Há outros órgãos acessórios, que podem ser responsáveis por MRV, por exemplo.
- Um comitê interministerial pode ser criado para gerir o sistema.
- Necessidade de uma plataforma de transações, como a B3.
- Caso sejam aceitos offsets, serão necessários um agente verificador e um órgão acreditador.

Integração X Segmentação

- Mais viável politicamente criar mercados setoriais e mais simples criar desenho (menor necessidade de harmonização e integração de diferentes setores, com diferentes objetivos e lobbies).
- Desenho mais simples de um modelo setorial, mas com menor eficiência.
- As principais vantagens de sistemas de mercado em relação a Comando e Controle são a liberdade e eficiência dos mecanismos, já que permitem que sejam escolhidas endogenamente as opções mais baratas.
- A experiência do PMR ficou um pouco mascarada em relação à segmentação (modelo integrado foi mais eficiente, mas a diferença foi suavizada). PMR considerou faixa de preços, 2 a 10 dólares, e limitação de offsets, mas na otimização foi necessário liberar mais offsets, já que alguns setores não conseguiram cumprir suas metas. Nesse contexto, comentou como os offsets podem ser capazes de conter aumentos inesperados de custo.
- Cita exemplo de estudo de Angelo Gurgel para Fiesp, que ratifica a ideia de que quanto mais amplo o mercado, maior a eficiência.

Caroline Dihl Prolo - Sócia da Área de Direito Ambiental e Mudanças Climáticas do Escritório Stocche Forbes

Decisões fundamentais para desenho do mercado

Num sistema de cap and trade é necessária decisão política para definição do tamanho do “Cap”. Se for grande, haverá pouco incentivo para reduções de emissões e haverá sobra de permissões de emissões. Assim, é relevante definir quanto de permissões trará incentivos para emissores.

Necessária lei para definir governança do sistema. É preciso definir a natureza jurídica de permissões e o tratamento tributário relacionado a estas.

Compliance:

- Regulação precisa definir como será o procedimento de conciliação das permissões pelos agentes, como serão reportadas as emissões e como será o uso das permissões pelos emissores.
- Poderia haver um plano de monitoramento definido pelo órgão regulador. É necessária definição em relação a metodologias com relação a inventários e acreditação técnica em relação a estes.
- Definir mecanismos de penalização para garantir a integridade do sistema.
- Qual o ambiente de comercialização das permissões?

Possível arranjo institucional:

Nesse arranjo o comitê interministerial seria a estrutura inicial, que definiria as premissas e base da regulação, depois viria o órgão regulador. Outro ente importante é o agente verificador (ente privado que precisará ser acreditado). Destaca-se a plataforma de comercialização, que pode ser qualquer mercado regulamentado e autorizado pela CVM. Poderia ser pensada variação desse modelo que contasse com apoio de um ente privado para dar apoio técnico e científico (poderia ser uma associação civil sem fins lucrativos). Citou exemplo no setor elétrico da CCEE, que poderia ter modelo replicado).

Fábio José de Almeida Zenaro - Diretor de Produtos Balcão e Novos Negócios da B3 S.A

Inicia sua apresentação destacando o papel que a B3 faz como infraestrutura de mercado. Nesse contexto, o modelo dos Cbio foi utilizado como exemplo, já que trouxe muitos ensinamentos.

Fez uma apresentação institucional da B3.

Comenta a importância e vantagens de registro de títulos, mesmo que não obrigatório. Cita o papel da B3 no monitoramento, no aumento da segurança, e na garantia de entrega com o pagamento.

Destaca o papel muito importante da B3 na disponibilização de plataformas de negociação/comercialização.

Caso Cbio:

- Instrumento com entes bem definidos.
- Fase de pré-registro é fora do ambiente B3, na ANP, que valida os quantitativos apresentados.
- Posteriormente o escriturador (papel desempenhado por um banco) leva dados técnicos para ambiente da B3 para registro de títulos. Após registro os títulos passam a ser negociáveis.
- Controle de emissão, plataforma de negociação e efetiva transferência de titularidade de Cbios dentro da B3.
- Ambiente típico de balcão.
- Outros entes podem operar no mercado de Cbios e utilizá-los para cumprimento de metas de redução de emissões no mercado voluntário (volume ainda muito pequeno). Nesse caso é realizado o processo de aposentadoria dos Cbios. Comunicação entre as partes.

Abaixo são apresentados alguns números relativos aos Cbios, de 2020, ano da efetiva implementação, e de 2021, ainda em curso.

Aprendizados Cbios:

- Construção em conjunto com o mercado: entender objetivo desse mercado, se será mais nichado ou mais amplo.
- Regulador validando as emissões: bancos não têm expertise para tal. Houve o desafio do MME ter ficado como regulador.
- Participação das instituições financeiras: liquidez para determinados mercados
- Infraestrutura para controle de emissão, negociação e aposentadoria.

Iniciou com a apresentação de vídeo institucional que apresenta a meta do Santander de ser “net zero” até 2050.

Comenta sobre o objetivo de alinhar operações e portfólio à meta de “net zero” e compensar o que não for possível reduzir. Ressalta também o compromisso com financiamento verde, no qual a discussão de mercado de carbono se insere, previsão de 120 milhões de euros até 2025 e 2020 milhões de euros até 2030.

Apresenta linha do tempo de compromissos do banco com medidas relacionadas à mitigação de mudanças climáticas, inclusive na tentativa de desenvolver um mercado de carbono no Brasil. Mais recentemente o CBio trouxe grande experiência.

Disse que o banco tem grande expectativa sobre o mercado de carbono brasileiro e também a nível global por ser uma das molas propulsoras da transição. Justamente por ser um mecanismo de transição tem uma validade.

Grandes empresas já estão comprometidas com metas do tipo “net zero” e o Brasil tem condições de ser grande provedor de mitigação de emissões, com energias renováveis, agricultura de baixo carbono e florestas.

Em sua visão a relação entre mercado de carbono e o setor financeiro tem uma conjunção muito boa. O Banco tem visão 360° do cliente. De toda forma, é preciso definir o papel do sistema financeiro.

Há grande interesse nos mercados de carbono.

- Arcabouço regulatório firme e transparente, com responsabilidades muito claras.
- Sistema de MRV robusto e transparente.
- Crédito de carbono deve ser competitivo.
- Garantir que créditos cumpram o papel de reduzir emissões.

Ativo financeiro ou mobiliário? Na realidade é um ativo desconhecido. Como seria a tributação?

Reputação é muito relevante. Zelar por cumprimento de mecanismos com controle absoluto e transparência.

Debate

Pergunta 1: (Guido) Há previsão para iniciar o PMI?

Guido:

A janela para manifestação de interesse termina no final do mês de abril/21 e é esperado que o ministério da economia envie a Banco Mundial uma manifestação de interesse de participar do PMI e apresente uma proposta ao banco, que definirá se alocará ou não recursos no programa, que ocorrerá no ano que vem. Se tudo der certo, até o final de 2021 já é esperada uma resposta quanto à participação do Brasil no PMI e a implementação do projeto no começo de 2022.

Pergunta 2: Considerando as discussões sobre a efetividade do instrumento na redução de emissões no contexto do SEB (que tem despacho centralizado, por exemplo), como é visto o processo de definição de mercado, com sinalização de longo prazo?

Caroline:

Ao pensar no desenho de mercado, avaliar a liquidez de longo prazo e a conexão com outros mercados, tanto aqueles vinculados ao acordo de Paris, como outros mercados jurisdicionais. Para essa conexão ser possível é necessária compatibilidade.

Ela disse desconhecer modelos segregados para o setor elétrico como o que pode surgir no Brasil. Segundo sua fala, mercados com ampla cobertura de setores são a “regra”. Deve-se levar em conta, então, até que ponto o nosso mercado se beneficia da conexão com outros mercados jurisdicionais?

Fábio:

Em sua opinião, há ganhos em se fazer um mecanismo amplo. Outros instrumentos específicos, mas nichados, têm sido discutidos, mas o ideal seria enxergar tudo de uma maneira mais ampla, já que traz mais liquidez, mais interesse e mais transparência.

Carolina:

Citou com sinalização do mercado o fato de fundos multimercado já terem comprado Cbios, por exemplo. No entanto, o movimento é tímido e a capacidade de geração de Cbios é aquém do que o mercado precisará para cumprir metas. Importante garantir que o polo gerador das reduções, os produtores, estejam empenhados. Mais um instrumento do setor elétrico poderia possibilitar a criação de fundos, ETFs, mais diversificados. Reforçou a necessidade de processo transparente e com credibilidade para atração de investidores, não bastando apenas preço e prazo.

Pergunta 3: Dada a discussão que se coloca hoje e a dúvida que se tem entre a implantação de um mercado segmentado e um mercado abrangente, que conselhos vocês nos dariam caso seja optado por começar por um mercado segmentado, mas já prevendo a possibilidade de fungibilidade com mercados mais amplos.

Carolina:

Não há problemas desde que haja todas as previsibilidades legais para isso. Sinalizar que haveria uma segunda fase seria suficiente, já com prazos e arcabouço regulatório definidos.

Caroline:

Vê com bons olhos começar com uma experiência segmentada caso esse seja o caminho possível, mas é importante avaliar o quanto isso não poderia reduzir o potencial e o efetivo uso que queremos do mercado. Faltam referências internacionais para inspiração.

Fábio:

É importante que, mesmo que seja feita a implementação em etapas, que ambas as fases sejam planejadas desde o princípio, para que algumas variáveis sejam levadas em consideração.

Guido:

O principal seria uma harmonização de regras. Se o Brasil ambiciona fungir o seu mercado com outros nas américas é preciso desenhar seu mercado de forma que haja harmonia de regras. O mesmo vale entre setores no país. Importante pensar para onde se quer ir e quais as regras desde o início e se há um dispositivo legal de alteração ou ampliação por mecanismos simples como decreto ou medida provisória, que não precisem passar novamente pelo Congresso sempre que um ajuste for necessário.

Relatoria do dia 20/04/2021

Agenda

Moderação: Patrícia Costa Gonzalez de Nunes

Horário	Nome	Cargo
9:30	Danielle Machado e Silva Conde	Superintendente Adjunta da Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos da ANP
9:45	Fernando de Giachine Lopes	Diretor-Presidente do Instituto Totum
10:00	José Alves de Mello Franco	Diretor de Regulação e Comercialização de Furnas
10:15	Guilherme Arantes	Gerente Setorial de Energia Elétrica do BNDES
10:30 - 11:00		Debate

Danielle Machado e Silva Conde - Superintendente Adjunta da Superintendência de Biocombustíveis e de Qualidade de Produtos da ANP

O Renovabio é a política nacional de biocombustíveis instituída pela Lei 13.576/2017 e tem como objetivo principal a redução das emissões de combustíveis e atender os compromissos assumidos no Acordo de Paris. Com a previsibilidade também se espera a indução de novos investimentos com a ampliação do uso de biocombustíveis na matriz.

Com base na experiência adquirida, destacam-se 3 ferramentas principais:

- Metas de descarbonização, nacional e individual;
- Créditos de descarbonização (CBIO);
- Certificação da produção eficiente de biocombustíveis

A meta nacional é definida pelo CNPE anualmente e com um prazo de 10 anos, o que garante previsibilidade. Com base nas últimas diretrizes e metas definidas, espera-se 10% de redução de emissões nos próximos 10 anos.

A meta nacional é desdobrada em metas individuais pela ANP e atribuída aos distribuidores de combustíveis, parte obrigada. O cálculo das metas é feito com base no volume de combustíveis comercializado no ano anterior. O não cumprimento enseja pena de multa que varia de R\$ 100 mil a R \$50 milhões de acordo com a quantidade de créditos não cumpridos. As diretrizes e critérios estão descritos na Resolução CNPE nº15 e Resolução ANP nº 791.

Os créditos são obtidos pelo produtor ou importador de biocombustível que se submete ao processo de certificação (adesão voluntária). É um processo iniciado pelo próprio produtor que informa os dados necessários na ferramenta RenovaCalc elaborada com coordenação da Embrapa. A nota de eficiência energético-ambiental obtida é auditada por firmas inspetoras credenciadas pela ANP que submetem o resultado à ANP da nota e a elegibilidade da matéria prima utilizada no processo. Ao final se obtém o fator de emissão de CBIOs para cálculo de quantos créditos aquela unidade pode gerar.

O Cbio é um ativo ambiental, regulado pelo MME, e equivale a 1 ton de carbono evitada. Ele é escriturado por instituições financeiras autorizadas pela CVM, e é registrado e negociado na B3. O instrumento é utilizado para atendimento das metas de descarbonização dos distribuidores que o adquirem e o aposentam para retirar de circulação.

Os créditos têm origem nos produtores e a quantidade é proporcional ao volume comercializado na nota fiscal e ao fator de emissão. Esse processo é realizado na Plataforma CBIO, desenvolvida e disponibilizada pelo SEPRO, e tem conferência com informações da Receita Federal, como validade, volume etc da nota fiscal.

Atualmente 64% dos produtores de biocombustíveis estão certificados. São quase 28 milhões de CBIOs emitidos e cerca de 15 milhões CBIOs aposentados. A certificação é individualizada por rota de produção, como rota de etanol 1G, 2G, biometano, biodiesel etc.

Ao longo de 2020 foram gerados 18,7 milhões de CBIOs, sendo 15 milhões de CBIOs negociados ao preço médio de R\$43,41 e valor total de R\$ 646,5 milhões. Os CBIOs gerados foram superiores à meta, 14,9 milhões, houve sobre oferta e cumprimento da meta.

Em 2021, o volume disponível para ser negociado em bolsa é de 13 milhões (4 milhões de estoques do ano anterior, mais a produção de 8 milhões). Já temos mais de 5 milhões de CBIOs negociados com valor médio R\$30,73, chegando a um total de R\$ 10,3 milhões. Acredita-se que o preço irá oscilar até o fim do ano, visto que o preço não é regulado e varia segundo oferta e demanda.

Os principais desafios enfrentados nos últimos anos foram:

- Definição de critérios e procedimentos para a certificação do CBIO de modo a garantir segurança e confiabilidade. Para tal, foram realizadas diversas conversas, mas sempre há espaço para aprimoramentos na regulação;
- Desenvolvimento do sistema operacional para controle do volume de CBIO emitidos: Plataforma CBIO. O desenvolvimento foi feito a partir de contratação por inexigibilidade da SEPRO e realiza o cruzamento das informações com o banco de dados da Receita Federal para verificação da nota fiscal. A ANP contrata a plataforma, mas quem efetua o pagamento pelo serviço de validação das notas são os produtores/importadores do biocombustível certificado que é o beneficiário do crédito. A ANP entra somente como garantidora, caso o volume de Notas Fiscais seja insuficiente para pagamento do SEPRO.
- Dificuldade em definir o regulador do ativo. CVM e Banco central se negaram, e o MME, que não tem a expertise em ativos financeiros, criou a regulação e escrituração do ativo para ser negociado em bolsa;
- Desenvolvimento do Mercado de CBIO ficou afetado pela indefinição do regulador com experiência. Deste modo, houve resistência inicial dos escrituradores e da bolsa em entender o CBIO como um produto que teria sucesso;
- Tributação aplicada ao CBIO ainda é uma questão que carece avanço em alguns pontos como tributação por pessoas físicas e não obrigadas;
- A pandemia ocorrida no 1º ano de vigência ocasionou redução significativa na comercialização de combustível em geral. Como o CBIO está ligado ao volume, houve impacto da meta inicialmente prevista pelo CNPE.
- Questionamentos judiciais sobre as metas;

Alguns resultados esperados são: a redução da intensidade de carbono na matriz de transporte; expansão do uso de biocombustíveis com a ampliação de competitividade; estimular investimento no processo industrial e agrícola para aumentar a sustentabilidade; desenvolvimento tecnológico e inovação de biocombustível (inserção comercial de biocombustíveis avançados)

Fernando de Giachine Lopes - Diretor-Presidente do Instituto Totum

O Instituto Totum é um organismo de certificação e é uma das firmas inspetoras do Renovabio. Dentre as atividades estão a emissão de Certificação de Energia Renovável (CER) no padrão internacional (I-REC Standard). No Brasil esse trabalho é feito há 10 anos e teve como fundadores a ABEEólica e a ABRAGEL, contando com o apoio de outros agentes.

O CER expressa um sistema confiável de emissão, rastreamento e transmissão de atributos ambientais da energia. Cada REC representa 1MWh de energia renovável produzida, é um ativo que nasce no gerador e é adquirido pelo usuário final (podendo haver intermediários, como traders, brokers). Cada país tem um Emissor local que usa o padrão internacional I-REC, que tem a obrigação de evitar dupla contagem/ beneficiário, falsa geração.

Entre os sistemas de rastreamento de energia renovável no mundo destacam-se o mercado europeu (Garantia de Origem) e norte americano (REC) que juntos transacionam por ano em torno de 500-600 milhões de MWh. No resto do mundo é aplicado o sistema internacional (I-REC standard) que é aceito hoje por volta de 70 países.

Houve aumento na quantidade de RECs emitidos de 244 em 2014 inicialmente, e até o dia 15/04 cerca de 3 milhões de I-RECs e 193 usinas aptas a comercializar I-RECs. Entre as empresas que estão fazendo negócios com as Recs no Brasil estão Chesf, Furnas, CPFL, entre outras. Como o mercado brasileiro é 100% voluntário, os compradores são empresas que participam no índice de sustentabilidade da bolsa (ISEB3), Dow Jones Sustainability Indexes, prédios verdes, RE100 e empresas que participam o GHG protocol. Algumas notícias mostram essas iniciativas de empresas de compra de RECs.

As operações são feitas como ondas:

- 1ª onda: IREC desvinculados aos contratos de energia com base no passado (ainda existe e continua);
- 2ª onda: IREC desvinculados aos contratos de energia com perspectiva futura (já fecha contratos para 1 a 5 anos);
- 3ª onda: IREC vinculados aos contratos de energia (é comum no ambiente de mercado livre)
- 3,5ª onda: IREC de usinas sustentáveis (ODS), vinculados ou não aos contratos de energia (hoje IREC com selo de sustentabilidade correspondem a 30% das negociações)
- 4ª onda (começa a partir desse ano): IREC vinculados e compatível ao perfil de carga (há coleta de dados de emissão com maior granularidade e a empresa compra IRECs compatíveis com o seu perfil de carga)

O sistema é verificado com dados da CCEE e são registrados em blockchain, o que garante a confiança das operações.

IREC não é um instrumento de compensação de emissões e sim de rastreamento de energia. As empresas que não têm energia rastreada reportam as emissões pela média do mix brasileiro, hoje em torno de 75kgCO₂/MWh. As empresas com energia renovável rastreada podem reportar zero de emissão com os IREC. O que deveria acontecer, e ocorre no modelo americano e europeu, é que as demais empresas devem utilizar o mix residual do grid para contabilizar as emissões (descontado os RECs). No Brasil, isso não significa muito, pois o volume de RECs ainda é pequeno (em 2018 ficaria 0,1% maior, e em 2019, 0,5%). Em 2019, na Europa 95% da energia renovável foi reivindicada por garantia de origem.

Como reflexão final fica a possibilidade de o mercado de carbono no setor elétrico ser as empresas pagarem ao setor elétrico para fornecer um sistema mais limpo. Sendo assim, além do IREC, cada usina poderia gerar créditos e usar esses créditos para as empresas abaterem as emissões de escopo 1.

José Alves de Mello Franco -Diretor de Regulação e Comercialização de Furnas

O Brasil é signatário do acordo de Paris e segundo as Estimativas Anuais de Gases de Efeito Estufa o setor de energia correspondeu a 32% das emissões em 2016. Furnas tem os seguintes projetos com certificação IREC: Complexo eólico de Fortim (CE), UHE Itubiara e Serra da Mesa.

No mundo e no Brasil, há um movimento de rastreamento da energia consumida. Furnas se interessou e buscou a Totum para se inserir nesse mercado. Inicialmente houve a certificação de 2 usinas, e hoje tem disponível um volume em torno de 7 milhões de IRECs da UHE Serra da Mesa. Espera-se que no Brasil haja aumento na transação desses certificados, como visto no mundo.

A comercialização dos RECs é realizada numa plataforma. Toda essa estrutura utiliza blockchain para controle de emissão e aposentadoria dos RECs, e permite uma transação segura e com rastreamento dos atores.

Entre os benefícios da aquisição dos IRECs estão: energia limpa certificada, valorização da marca, atendimento a protocolos internacionais (RE100, GHG Protocol, NYSE), rastreabilidade da energia, e comprometimento com causas ambientais

No final do ano passado Furnas realizou um leilão de venda dos certificados. Houve boa participação e realizou a venda de 250 mil certificados. Após, foram realizadas negociações bilaterais e contaram com mais 400 mil certificados vendidos nos primeiros meses de 2021. Esses resultados refletem a decisão acertada da estratégia de Furnas de entrar no mercado de RECs.

O mais importante é ter uma base de energia limpa. Furnas também realizou leilão de compra de energia solar no nordeste e entrou na comercialização pura de energia. Deste modo Furnas contribui para o aumento da capacidade de energia renovável no país.

Já estamos vivendo o futuro com o financiamento dos projetos com bônus de energia renovável. Há um mercado de ESG em crescimento e maior exigência que empresas se adaptem a questões ambientais. Observa-se que no mundo todo há disposição de financiamento de projetos dessa natureza.

A Eletrobras se certificou como emissor de certificados verdes (Green Bonds), interessado em entrar nesse mercado crescente.

Guilherme Arantes - Gerente Setorial de Energia Elétrica do BNDES

O BNDES é o líder global em crédito à renováveis mesmo limitado ao Brasil. De 2000 a 2020, houve diversificação da matriz elétrica brasileira com a expansão da geração, e o BNDES financiou cerca de 73% dessa expansão (73,4GW).

Duas missões dos objetivos estratégicos do BNDES estão diretamente relacionadas à discussão: infraestrutura (modernizar, descentralizar e descarbonizar a matriz elétrica; promover a transição energética) e sustentabilidade (apoiar geração de energia renovável; fomentar iniciativas e gerir recursos de finanças verdes).

Como meta do planejamento estratégico 2020-2022, o objetivo é aumentar a capacidade instalada em 3GW de energia renovável. Ano passado foram contratados 1,4 GW de capacidade instalada de eólica, solar e PCH, R\$ 4,14 bilhões financiados.

Desde 2016, o BNDES não financia fontes de geração a carvão, óleo e gás natural de ciclo simples. As fontes de geração apoiadas pelo BNDES, são a gás natural de ciclo combinado, eólica, solar e outras renováveis.

A carteira de projetos eólicos do BNDES conta com 14,7 GW contratados e R\$ 72,9 bilhões em investimentos, representando 85% dos projetos em operação na Aneel. O sucesso do caso eólico foi oriundo da atração de novos investidores para o país, viabilização da fonte e captação com Organismos Internacionais e emissão de Green Bonds.

Sobre títulos verdes, o BNDES foi a primeira instituição financeira brasileira a emitir Green Bonds no mercado global, sendo USD 1 bilhão em 2017. Ano passado foram a primeira a emitir Letras Financeiras Verdes (LFV) com a emissão de R\$ 1 bilhão destinados à geração eólica e solar.

Nesse ano, houve mais avanço nessa agenda com o Sustainability Bond Framework (SBF) que vai ampliar esse cenário facilitando a emissão de títulos verdes com o objetivo de financiar categorias verdes, dentre elas energia renovável (eólica, solar, biomassa, hidrogênio verde etc).

O Green Climate Fund também foi uma fonte relevante disponível para o BNDES com foco em mitigação e adaptação e orçamento de US\$ 10 bilhões.

Ano passado, houve ampliação do escopo para projetos verdes e sociais das debêntures sustentáveis e de infraestrutura. O objetivo é ampliar a atuação do banco como indutor da agenda ASG. Nessa opção, se a emissão for certificada, a taxa de juros pode ser reduzida em 10 pontos básicos percentuais.

Sobre o desenvolvimento do mercado livre, o banco introduziu uma metodologia para viabilizar o financiamento e precificar energia ainda não contratada que beneficiam de projetos renováveis como eólica e solar. Esses projetos são relevantes no mercado livre.

Historicamente o BNDES apresenta pioneirismo no desenvolvimento do setor elétrico. Iniciado com o Proinfa, passando pelos leilões dedicados, melhores condições para novas tecnologias (como eólica e solar), blended finance (combinando funding), mercado livre (metodologia para financiabilidade de ACL de renováveis), debêntures sustentáveis, fronteira tecnológica (incluem eólicas offshore, armazenamento e hidrogênio verde)

Debate

Pergunta 1: Como integrar um possível sistema de precificação com os mecanismos já existentes, como o Renovabio e os Rec e os movimentos do mercado financeiro? Quais as lições aprendidas com a implementação e uso desses instrumentos que são importantes para o desenvolvimento de um mecanismo de precificação de carbono no Brasil?

Daniele:

CBIO não é restrito à aquisição de distribuidores, por estar em bolsa outros agentes e empresas podem adquirir esses créditos. A ampliação do mercado e interligação com outros segmentos amplia as fontes de aquisição, demanda pelo produto, além de incentivar e conferir maior atratividade. O mercado CBio a maioria dos interessados é a parte obrigada, o que limita e restringe o mercado. A interatividade é interessante.

Sobre as lições aprendidas destaca-se que a criação do mercado não é trivial. Existem questões sobre critérios para a certificação, quem atesta a certificação, comportamento do mercado a um produto novo. Aproveitar a estrutura que já existe permite um avanço em determinados serviços, dispêndio de tempo, energia e custo para a estruturação. No CBIO, ainda existem questões a serem superadas como a tributária que requer regulamentação e maior definição pelos órgãos competentes.

Fernando:

O REC é uma forma de considerar os benefícios ambientais que a lei 14.120/20 exige. Já existe essa valoração no âmbito voluntário e funciona bem, na medida que consumidores estão dispostos a pagar 1-2% a mais no preço da energia. No âmbito regulado, o Brasil já tem muita energia renovável o que torna mais difícil. Um exemplo interessante é o caso do México que manteve o mercado voluntário sem restrições, e estabeleceu o regulado para energia limpa com os CEL, sendo elegíveis para usinas a partir de 2014. Utilizou-se o histórico mais recente. Para as empresas contingenciadas, algumas tiveram 20-25% de obrigação de consumo de energia certificada. No México, os mercados voluntário e regulado convivem dentro do mesmo frame.

Hoje qualquer empresa do setor elétrico, como eólica, pode se registrar dentro do MDL e gerar créditos de carbono, em tese com 400 kg/MWh de redução. O Renovabio colocou o crédito no produtor e a obrigação na distribuidora. Se replicasse para o setor elétrico, cada nova planta poderia gerar 400kg/MWh e o setor elétrico vender esses créditos para empresas abaterem as emissões de escopo 1. O MDL é muito complexo e exige adicionalidade, o Renovabio não exige isso. A proposta seria quem gera energia renovável, pode gerar créditos.

José:

É um mercado ainda em crescimento, é um momento de teste da forma de comercialização de certificados. A estrutura de IREC criou uma oportunidade de negócios rápida e segura e temos que trabalhar escala e demanda. Estamos confiantes que haverá crescimento. A quantidade de certificados que uma geradora pode emitir é enorme e pode inundar o mercado. Na situação regulada, os investimentos anteriores já estão estabelecidos, deveria ser olhado os novos e estimular o crescimento do mercado. Armazenamento de energia é uma fronteira nova, Furnas tem um projeto de P&D com vários tipos de tecnologias, solar flutuante, bateria de lítio e célula de hidrogênio. O hidrogênio é uma ruptura para além do setor elétrico, possibilitando conjugar setores (produção de fertilizantes), e pode movimentar muito o setor elétrico e além das fronteiras. E tudo isso passa pela financiabilidade, com viés ambiental para o seu desenvolvimento. Furnas vem trabalhando na vanguarda dessas tecnologias.

Pergunta 2: Um sistema eficiente de precificação de carbono reduz as emissões e promove a eficiência energética por meio de inovações e transferência de tecnologia. Como as finanças verdes e o BNDES podem fazer essa ponte para que a implantação de um sistema de precificação tenha sucesso na atração de investimentos não apenas para tornar a expansão do setor elétrico mais renovável, mas para torná-lo fornecedor de créditos de carbono para demais setores no Brasil e no mundo, no âmbito do acordo de Paris? Num sistema eficiente de precificação de carbono reduz as emissões e promove a eficiência energética por meio de inovações e transferência de tecnologia. Como as finanças verdes e o BNDES podem fazer essa ponte para que o sistema de precificação tenha sucesso na atração de investimento não apenas para tornar a expansão do setor mais renovável, mas para torná-lo fornecedor de créditos de carbono para demais setores do Brasil e no mundo no âmbito do Acordo de Paris?

Guilherme:

A integração de mecanismo é válida e importante, pois promove flexibilidade para o atingimento das metas. É importante ter regras de certificação compatíveis, transparência nas informações para que todos tenham clareza.

Também o quanto cada ferramenta traz de adicionalidade, no caso do setor elétrico temos as térmicas trazendo segurança de suprimento e para mitigar precisaria de renováveis adicionais e alternativas de armazenamento. O tamanho da meta no setor elétrico e outros setores irá dar a ideia do quanto será possível transferir para outros segmentos.

Sobre as lições aprendidas é importante pensar numa progressão e adaptação/flexibilidade para recuperar o caminho, sem abrir mão dos compromissos já firmados. Para o CBIO, o banco anunciou o produto para potencializar o Renovabio ao prover pros produtores um recurso, leakege loans, que ele pode aplicar como bem entender e ter redução nas taxas de juros na medida que comprove a melhoria da eficiência obtida. Essas metas de sustentabilidade que empresas precisam atingir de modo a obter financiamento com taxas melhores são um instrumento importante

i.

Pergunta 3: Qual o papel do instrumento de precificação de carbono para introdução de novas tecnologias? Como a precificação muda o seu papel quando se fala de instrumento de mercado não setorial?

José:

Ampliar as possibilidades de fundos e incentivos favorece a viabilidade de novos projetos, especialmente os de fronteira tecnológica. Hoje o armazenamento está num grande momento de ruptura. A forma de introdução de energia solar, agregando segurança ao abastecimento é uma solução inteligente e possibilita abrir mão de usinas poluentes. É importante agregar a financiabilidade dos projetos com uma estrutura rastreável, segura, transparente, regras claras, e também separar os projetos em operação e olhando mais para o futuro mais adequado ao momento. As soluções de mercado são mais adequadas por serem mais racionais e sem vieses, também são mais perenes. Nesse momento muito novo, as respostas não podem ser definitivas, estamos experimentando tecnologias novas, mas que podem ser viáveis de forma conjugada.

Fernando:

Instrumento de mercado mais amplo é mais eficiente por conseguir melhor alocação dos custos, por outro lado a complexidade é altíssima. Na perspectiva setorial, sempre há uma perda. Um exemplo é o Renovabio versus eletrificação da frota. Parece mais adequado uma abordagem setorial olhando para frente, para ser menos complexo visto a exposição da Danielle das dificuldades enfrentadas. Pensar grande, porém começar pequeno, simples e aprender rápido para mudar.

Danielle:

A decisão de individualizar o processo de certificação, a nota do produtor de combustíveis foi fundamental. A renda extra proveniente do CBIO possibilitou a utilização para melhoria do processo e da sustentabilidade, e é fundamental para as empresas se interessassem em desenvolver essas tecnologias. Novas energias não são baratas quando comparadas com os produtos que já estão disponíveis. Não chegamos ao nível de maturidade que permite colocar novas tecnologias para concorrer. Os créditos e instrumentos de fomento são fundamentais para o desenvolvimento. O Renovabio se espelhou em experiências internacionais, como o americano, não é uma inovação do Brasil, mas tem um enorme potencial de crescimento.

ANEXO II

2º Workshop – dia 23/06/21

Consideração de benefícios ambientais no setor elétrico

É hora de um mercado de carbono?

O 2º workshop se configurou na exibição de um vídeo institucional com a expectativa e o posicionamento das instituições sobre a implementação da Lei 14.120. Adicionalmente foi apresentado os resultados da pesquisa realizada pela EPE por meio de um questionário que teve por objetivo balizar o conhecimento técnico sobre mecanismos de precificação de carbono e subsidiar a EPE no mapeamento das preferências das instituições para elaboração de um sistema de mercado de carbono. A pesquisa foi realizada no período de 18/06 à 09/07/2021 e o convite para participação na pesquisa foi encaminhado para 34 associações, das quais 8 responderam.

Questionário para a Pesquisa

II WORKSHOP CONSIDERAÇÃO DE BENEFÍCIOS AMBIENTAIS NO SETOR ELÉTRICO – É HORA DE UM MERCADO DE CARBONO? VISÃO DOS AGENTES

A conversão da MP n. 998/2020 na Lei n. 14.120/2021, de 01/03/2021, representa um importante avanço para o setor elétrico brasileiro, trazendo, dentre as suas proposições, a definição, pelo Poder Público Federal, de diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade.

Considerando a proximidade da realização do *II Workshop Consideração de Benefícios Ambientais - é hora de um mercado de carbono? - Visão dos Agentes*, encaminhamos este questionário sobre as principais questões que, provavelmente, irão nortear os debates sobre o tema.

Contamos com a sua Colaboração!

Nome completo

Instituição

Cargo

E-mail de contato

Perguntas

1. Quais externalidades devem ser propostas nas diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico?

- A. Emissões de Gases de efeito estufa (GEE)
- B. Emissões de poluentes locais
- C. Alteração do uso do solo
- D. Outras

Quais?

2. No caso da implementação de mecanismos para consideração das emissões de GEE, que tipo de mecanismo é mais apropriado para o setor elétrico brasileiro?

- A. Mercado de carbono
- B. Tributação de carbono
- C. Certificados de energia limpa (iRECs)
- D. Scoring bids (análise multidimensional de competitividade)
- E. Outro(s)

Qual(is)?

No caso da implantação de um sistema de mercado de certificados de emissões de carbono

3. Que tipo de mercado de carbono seria mais apropriado para o caso brasileiro?

- A. Mercado de carbono regulado
- B. Mercado de carbono voluntário

4. Qual deve ser a abrangência do mecanismo de mercado de carbono?

- A. Restrito ao setor elétrico (obrigação para geradores ou para distribuidores)
- B. Deve abranger outros setores específicos
- C. Deve ser para toda economia

5. O mecanismo de mercado de carbono deve incidir sobre qual ambiente do mercado de energia?

- A. Ambiente regulado
- B. Ambiente livre
- C. Ambos

6. Como devem ser mensuradas as emissões?

- A. Na geração (emissão direta)
- B. No ciclo de vida (emissões diretas e indiretas conforme metodologia de análise de ciclo de vida – ACV)

7. Que tipo de meta dever ser estabelecida para o mecanismo de mercado de carbono?

- A. Relativa (intensidade de emissão de carbono)
- B. Absoluta (emissões totais)

8. Assinale todas as questões que você considera importante estarem detalhadas nas diretrizes para Consideração de Benefícios Ambientais no setor elétrico?

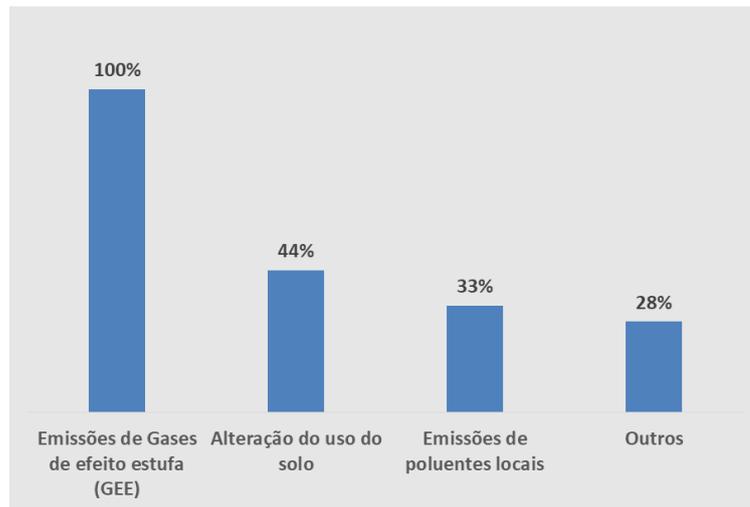
- A. Definição de teto de emissões de carbono ()
- B. Alocação de permissão de emissões ()
- C. Fungibilidade de mercados ()
- D. Sistema MRV ()

9. Quais riscos e oportunidades as empresas do setor enxergam na implantação de um mecanismo envolvendo apenas o setor elétrico? E no caso de envolver múltiplos setores?

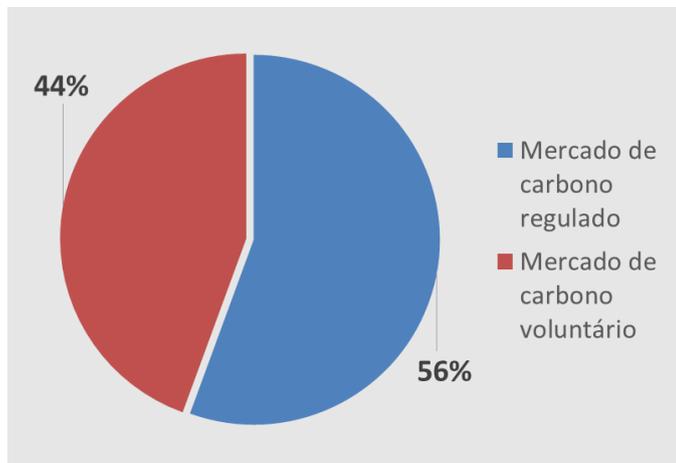
Texto máximo de 400 palavras

Resultado da Pesquisa

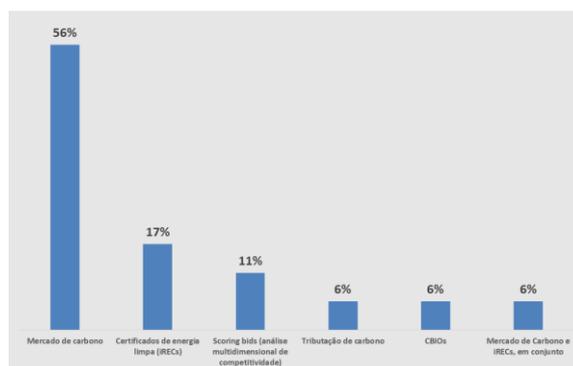
1 - Quais externalidades devem ser propostas nas diretrizes para a implementação de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais no setor elétrico?



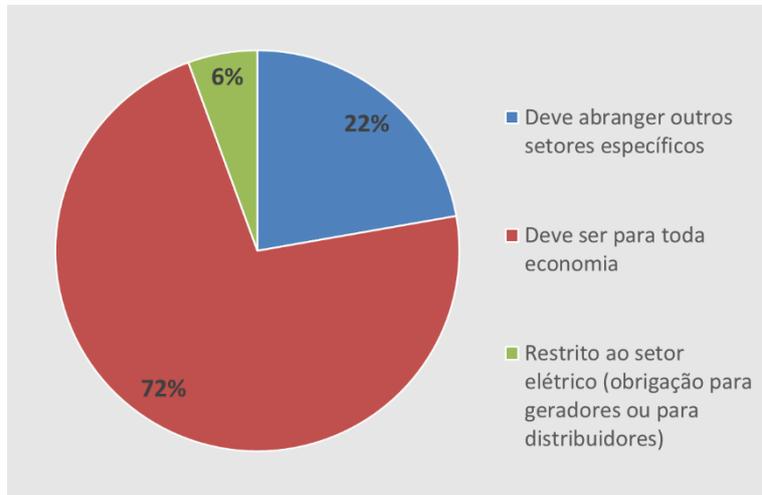
2 - No caso da implementação de mecanismos para consideração das emissões de GEE, que tipo de mecanismo é mais apropriado para o setor elétrico brasileiro?



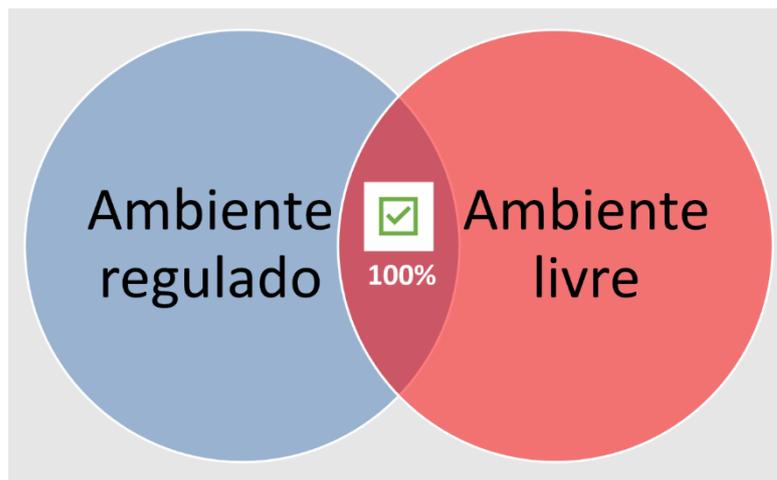
3 - Que tipo de mercado de carbono seria mais apropriado para o caso brasileiro?



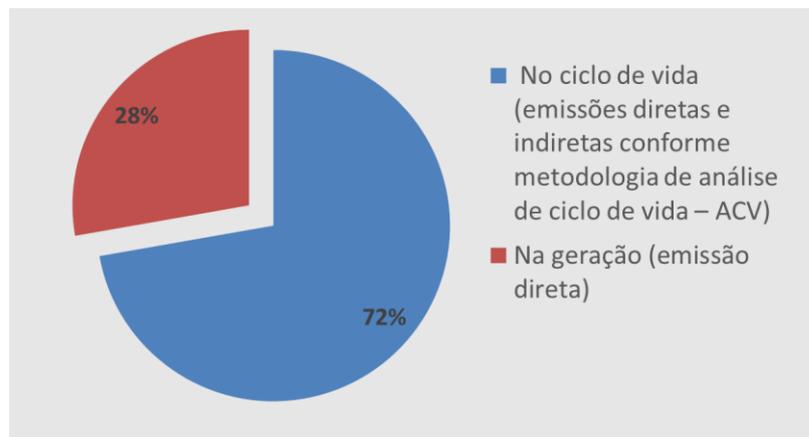
4- Qual deve ser a abrangência do mecanismo de mercado de carbono?



5 - O mecanismo de mercado de carbono deve incidir sobre qual ambiente do mercado de energia?



6 - Como devem ser mensuradas as emissões de GEE?



7 - Que tipo de meta deve ser estabelecida para o mecanismo de mercado de carbono?

ANEXO III

3º Workshop - dias 5 e 6/8/21

Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico

(Lei nº 14.120/2021)

É hora de um mercado de carbono?

Relatoria do dia 05/08/21

Agenda

Moderação: Giovani Machado

Nome	Cargo	Apresentação
Sara Moarif	IEA - Chefe do Setor de Meio Ambiente e Mudança Climática	Apresentação do painel
Anaís Jalbert	Québec Ministry of Environment - Analista de Mercado de Carbono, Parcerias e Supervisão de Mercado	Experiência de Quebec com a definição de escopo no cap-and-trade
Agnes da Costa	MME - Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios Secretaria-Executiva	Opções de design potenciais para Brasil
Debate		

Sarah Moarif

A precificação de carbono é um instrumento importante no acervo de políticas para promover a transição energética e o *emissions trading scheme* (SCE)¹² é um desenho de política possível de precificação de carbono.

Um conceito fundamental para quem desenvolve política no desenho do SCE é o seu papel: para que o sistema foi desenhado e o que se espera dele?

Temos trabalhado com diferentes países e atores no contexto de política climática e energética. É importante lembrar que qualquer política, seja um SCE, seja outra forma de precificação de carbono, deve ser vista no contexto de um mix de políticas.

Em diferentes jurisdições, o SCE pode criar sinais e efeitos importantes em diferentes períodos de tempo. Sua concepção e regras podem variar de uma jurisdição para a outra. Além disso, a depender da jurisdição, os efeitos do SCE podem variar em função, entre outros elementos da estrutura de mercado abrangida.

Na prática, a sua função pode variar (arrecadação de recursos, atração de investimentos, encorajamento de mudanças de combustível etc.), além de poder ter também diversos propósitos. Isso significa que um SCE pode estar no centro da política climática, ou atuar como um *back up* caso outras políticas tenham efeitos não desejados.

Diferentes fatores guiam as escolhas de desenho (cobertura e ponto de regulação), sendo certo que as diferentes jurisdições fazem diferentes escolhas a partir do contexto regulatório, político e de mercado em que se inserem.

¹² Traduzido aqui por Sistema de Comércio de Emissões (SCE).

Algumas opções são mais simples, mais eficientes, mais custo efetivas ou difíceis de implementar. A qualidade dos dados existentes também interfere nas escolhas de desenho, assim como a existência de legislação em vigor tratando da matéria.

Na prática, os gases abrangidos pelo mercado de emissões também variam, além do fato de que coberturas de setores mais amplas, serem menos comuns. Os setores industrial, de transporte e edificações são os setores mais abrangidos. A título de exemplo, a Nova Zelândia tem um esquema que cobre bastantes setores.

- Algumas questões norteadoras que podem ajudar a definir o escopo do sistema:
- Qual o papel do sistema e qual o papel das demais políticas?
- Qual o papel da transição?
- Como a política vai ajudar e se integrar com as demais?
- Como estabelecer os limites? Quem os reportará e como?

Anais Jalbert

O SCE de Quebec, tipo *cap-and-trade* (C&T), encontra-se em operação desde 2013 e sofreu fusão com o programa da Califórnia em 2014.

Os certificados do SCE são totalmente fungíveis com o programa californiano. Juntos, organizam 4 leilões ao ano.

Por Quebec, até o momento foram arrecadados 5 bilhões de dólares canadenses em receitas, sendo que 100% dessa receita é direcionada a medidas de adaptação para o *Plan for a Green Economy*, suplementando outras medidas e políticas.

Para cada período, os entes obrigados (emissores) devem adquirir quantidade de permissões correspondente ao montante reportado de emissões.

O primeiro e segundo períodos de adimplemento constataram 100% de *compliance*. O próximo período (terceiro) está agendado para terminar em 01/11/2021.

As reduções progressivas anuais no cap são programadas para proporcionar que Quebec atinja a sua meta de redução de emissões no contexto do sistema de C&T.

O perfil de emissões de Quebec é particular. O setor de transportes é responsável pela maior parte das emissões (44,8%), junto com o setor industrial (30%), seguido por edificações (10,1%), agricultura (9,6%), resíduos (5,1%) e eletricidade (0,3%). Os setores cobertos pelo esquema, inicialmente, foram o industrial e o de edificações (2013), tendo ocorrido, posteriormente, uma expansão do programa para o setor elétrico e o de transportes.

As metas da província de Quebec foram, para 2020, 20% abaixo dos níveis de 1990 (69.7 Mt). Já para 2030, são 37,5% abaixo de tais níveis, correspondendo a 59,2 Mt.

As oportunidades de mitigação são custosas, conforme visto no perfil de emissões.

Como decidir o escopo?

Pontos chaves de decisão:

1) Dados disponíveis

- Reporte de GEE (a regulação remonta a 2007);
- dados de produção (para o cálculo da alocação gratuita de certificados).

2) Potencial de mitigação

- Mudança de combustível;
- eficiência energética,

3) Capacidade de aplicação e execução do mecanismo (*enforcement*);

- Fontes de emissão pontuais x difusas
- Conflitos de jurisdição: conflito entre regulação subnacional (regional e local x federal).

4) Capacidade dos diferentes setores de arcar com os custos (*ability to pay*)

5) Fungibilidade

6) Ônus/Encargos administrativos (administrative burden)

O SCE de Quebec

Regulação adotada em 2007. Limite inicial dos reportes: 10k Mt CO₂eq

Emissores cobertos: todas as fontes de combustão, independente do setor a que pertence, importação de eletricidade, distribuição de combustíveis (200 L).

Verificação por terceiros é compulsória para agentes sujeitos ao C&T, conforme padrões estabelecidos pela ISO.

Os setores cobertos representam 80% do total das emissões.

Os gases cobertos pelo esquema são aqueles verificados nos dados históricos de MRV (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs, SF₆, NF₃).

É possível cobrir apenas o CO₂, como no México, por exemplo. É o composto que representa a maioria das emissões.

Ponto de regulação e limites

Em 2013, foram encontradas oportunidades de mitigação à jusante (*downstream*), especialmente na indústria (troca de combustível, retrofit, modernização).

Houve todo um esforço para assegurar que a indústria entendesse os objetivos do C&T.

São 77 agentes cobertos.

Limite de 25 kt CO₂/ano, por razões administrativas. Mas há um conjunto de indústrias que está cumprindo a regulação corretamente.

Posteriormente, foram adicionados distribuidores de combustíveis, com o baixo limite de 200L, perfazendo 46 agentes. Inicialmente, o limite foi mais alto, mas os agentes começaram a dividir as suas capacidades em diversas empresas.

Caminhando para *upstream*, passou a abranger grandes refinarias e importação de combustíveis de outras províncias e países como os EUA.

Emissores voluntários: admitidos em 2019, advindos de todos os setores. Limite entre 10 e 25 kt CO₂. Limite mais baixo estabelecido para encorajar a adesão. Entram no sistema porque podem se beneficiar da alocação gratuita. Depois da adesão, devem completar o período de *compliance* em situação de equiparação com as partes obrigadas.

Setor elétrico de Quebec

Matriz elétrica 99% renovável, contando com 93.3% de hidroeleticidade. O restante da geração ocorre por meio de fonte eólica, solar e cogeração.

Hydro Quebec: empresa estatal de energia elétrica, nacionalizada nos anos 60. Pratica modicidade tarifária atraente aos consumidores industriais tais como papel, celulose e metalurgia que, junto com grandes produtores industriais, representam o consumo de 40,6% da energia.

Menos de 1% da eletricidade vem de outras províncias.

O esquema abrange os elos da cadeia do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e importações).

Setor de transporte de Quebec

Representa a maior parte das emissões de GEE, e ainda conta com alguns problemas de redução.

Incluído no esquema em 2015.

Ainda têm sido constatados aumentos de emissões todos os anos. Não há dados suficientes para afirmar a eficácia do esquema.

Inicialmente (2007/2014): a política se materializava pelo pagamento de uma taxa anual. Atualmente, o preço do carbono no C&T é um pouco mais alto que o da taxa.

Os dados do programa de taxa anual foram migrados para o guarda-chuva do C&T, o que se revelou muito útil do ponto de vista administrativo.

São regulados os distribuidores de combustíveis. O maior usuário de combustíveis é o setor de transportes, mas não se pode esquecer que o setor de edificações utiliza combustíveis fósseis para aquecimento.

O esquema facilita a ocorrência de *trade-offs* entre os setores com diferentes oportunidades de mitigação.

Quebec pretende fazer o phase-out da gasolina até 2035. Para tal, existe uma política de eletrificação da frota. Estão sendo construídas estações de carga com efetuação de adaptação e modernização da rede.

O plano do governo é tornar o Canadá a “bateria da América do Norte” (uma citação do Primeiro Ministro). Por isso, há um foco importante na eletrificação da frota, com estímulo à aquisição de veículos elétricos.

Quando se cobre o setor de transporte, é possível envolver todos nos sinais de preço, enviando-se uma mensagem.

Offset credits

Gerados a partir de projetos elegíveis de mitigação de GEE.

Para setores não cobertos pelo esquema de C&T, principalmente: agricultura, resíduos, florestas; ou para setores que emitem fontes de GEE: substâncias depletoras de ozônio (SDO), ou metano em minas que se encontram em operação. As reduções geram unidades a serem vendidas no mercado do C&T.

Evita a dupla contagem.

Como critério, enquadram-se os projetos de *offset* que efetuem a compensação de forma real, irreversível e adicional, por meio de armazenamento ou redução de GEE.

Vantagens de uma cobertura ampla:

- Aumentar as possibilidades de mitigação: cobrindo todos, começando pelos menores custos de abatimento e ir construindo gradativamente um trabalho com os agentes.
- Acelerar as reduções de emissões
- Reduzir os custos de mitigação
- Reduzir distorções competitivas, principalmente com a adição de um Mercado voluntário, para que todos estivessem no mesmo Sistema.
- Aumentar a liquidez do Mercado de permissões
- Cultivar o espírito de um projeto de sociedade: difícil construir politicamente e culturalmente.
- Com tudo isso, aumentar as chances de atingir as metas.

Pré-requisitos: os projetos devem ser certificados e as reduções de GEE verificadas e acreditadas por um auditor independente.

Localidade: Quebec, Canadá ou EUA, dependendo do protocolo.

Agnes Costa

Recebemos da Lei nº 14.120/2021 a missão de estabelecer diretrizes de consideração dos benefícios do Setor Elétrico.

O foco somente no setor elétrico pode trazer benefícios limitados e grandes desafios e talvez distorções.

Fontes limpas representam 85% da matriz elétrica brasileira.

Distorções como, por exemplo no caso das hidrelétricas. O quanto o preço do carbono ou a capacidade de atingir as metas é afetada pela hidrologia e mudanças climáticas? *É uma pergunta que faço à Anais.*

Isso porque vivemos um período de escassez hídrica grande (63% de oferta hídrica).

Se estabelecermos metas de redução de emissões, corremos o risco de penalizar as fontes que atendem o sistema em momentos de escassez hídrica, gerando um custo para a sociedade.

Diante disso, teríamos um universo de pagantes reduzido e exposto à volatilidade da oferta hidrelétrica.

Uma ampliação para outros setores teria potenciais muito maiores de ajudar a economia como um todo.

Os países estão fazendo o seu dever de casa e assumindo compromissos de neutralidade até 2050. Outra pergunta para Anais: *O quanto esse trading scheme de Quebec conversa com outros, e se está nos objetivos do Quebec se integrar a outros trading schemes? Quebec estaria pensando em integrar seu trading scheme?*

Pensamos em um *trading scheme* escalável, começando pelo setor elétrico porque é a diretriz da lei. O setor de combustíveis já tem um programa próprio, que foi lançado recentemente no Diálogo das Altas Partes das Nações Unidas sobre Energia. Mas há um outro setor associado à pasta do MME que é o setor de mineração que pode contribuir e se beneficiar. Com a questão da taxa de fronteira, visto que tal setor é exportador, é importante saber se os outros países estão fazendo o seu dever de casa.

Pelo que se viu da experiência do Canadá, a questão industrial parece muito interessante e, olhando pro setor de energia, toda a discussão de eficiência energética e troca de combustíveis parece fazer muito sentido.

Emissores voluntários estão em linha com os trabalhos que estão sendo desenvolvidos pela EPE em conjunto com o BNDES (*offsets* na indústria de óleo e gás com reflorestamento). O que se tem visto é o olhar dos Recs e iRecs.

O setor privado já está buscando soluções (voluntárias, que fazem sentido). Mas podemos no médio-longo prazo preparar o caminho para os *trading schemes*.

Precisamos olhar o quanto os nossos agentes internalizam isso como oportunidades. A questão de ter oportunidades e um setor contribuir com o outro é muito positivo, inclusive para o setor elétrico.

Da apresentação da Sarah, destacou a importância de se tomar decisões, a questão dos pontos de regulação, adicionalidade e de fungibilidade, sobre a qual gostaríamos de conhecer mais referências e fazer um *leapfrogs*.

Outra questão importante é a necessidade de uma base de dados e de atualizar inventários. Nesse contexto, tenho uma dúvida sobre os Períodos de verificação do compliance? Existe algum tipo de penalização? *Pergunta para Anais*.

Tínhamos o prazo a princípio até setembro, e com a conversão da Lei, esse prazo se estendeu até janeiro, visto que passou a contar a partir da publicação da lei. As diretrizes serão amplas e temos mais tempo para discutir sobre o *trading scheme* e os esquemas voluntários também são importantes. Temos trabalhado com uma agenda de hidrogênio que também está muito conectada a esta iniciativa.

Giovani Machado

De ambas as apresentações, deriva-se uma estratégia de definição de escopo. Na questão de Quebec, dada a pequena participação do setor elétrico no perfil de emissões de Quebec, não faria muito sentido criar todo um aparato para pouco menos de 7% de fontes... talvez bem menos de 7% porque talvez só cogeração já que Anais citou cogeração, eólica e solar.

Apenas na cogeração a gás se houvesse um espaço.

Então, para ter liquidez e funcionalidade, ele (o esquema) tem que ter um número de compradores e vendedores balanceado para que não tenham um viés estrutural na formação do preço do certificado. Senão, não haverá sinalização econômica adequada para a redução de GEE. Salta aos olhos o processo de construção, começando com edificações, indústria, depois colocando transporte e o setor elétrico. Isso nós temos, como colocou a Agnes, que pensar como colocar esses processos no Brasil.

Outro ponto, reforçando a pergunta da Agnes sobre o processo de **enforcement**/cumprimento dos objetivos e dos mandatos, pergunta-se: *pela ambição da meta de redução, como foi a negociação dos setores mais expostos (ex: metalurgia)?*

Debate

Pergunta da Agnes para Anais: O quanto o preço do carbono ou a capacidade de atingir as metas é afetada pela hidrologia e mudanças climáticas?

Resposta: Há muitos investimentos em armazenamento. Há flexibilidade suficiente para atendimento à carga.

Pergunta da Agnes para Anais: O quanto esse trading scheme de Quebec conversa com outros, e se está nos objetivos do Quebec se integrar a outros trading schemes?

Resposta: Quebec exporta eletricidade para o RGGI (Regional Greenhouse Gas Initiative) e dele também importa. Inicialmente, cobriram somente as importações, com o objetivo de evitar *carbon leakage* para depois da fronteira dos EUA.

Quebec certifica-se de que não há dobra do custo entre o Quebec e o RGGI, concedendo alocação gratuita, reduzindo o custo imposto pelo RGGI. A Hydro Quebec se beneficia de alocação gratuita nesse processo. Existe uma integração com o RGGI também no nível do intercâmbio de dados.

Planos para interagir com outros *trading schemes*: World Bank, iCap, Carbon Pricing in the Americas (CPA), em que Quebec e Chile têm assento, e tem o objetivo de alinhar métricas de verificação (há mais países das Américas aderindo). Também estão envolvidos com o SCE do México (piloto), em razão dos acordos de comércio mantidos com aquele México.

Perguntas do Giovani e da Agnes (reunidas, pelo contexto)

Como se dão os Períodos de verificação do compliance? Existe algum tipo de penalização?

Pela ambição da meta de redução, como foi a negociação dos setores mais expostos (ex: metalurgia)?

Agnes

O período de *compliance* é de 3 anos, o que confere muita flexibilidade aos agentes. Se adquiriu certificados demais, poderá vendê-los. Existe um preço base que aumenta todos os anos (5% + inflação).

Enforcement: penalidades pesadas são essenciais. É um sistema robusto e as sanções asseguram o funcionamento do sistema. Multas que chegam a milhões de dólares de há também sanções administrativas, inclusive para registro e reporte fora das disposições da regulação. Até o fim do período de compliance, se não houver a devolução das permissões (*surrendering*), terá que reembolsar o governo na proporção de 3:1.

Para a instituição do sistema de penalidades, houve um trabalho de educação e informação dos agentes.

As receitas dos leilões ajudam a Administração Pública a adquirir fundos para modernização.

Pergunta de Giovani para Sarah:

Na experiência da IEA, que consideração você daria ao engajamento dos atores no desenho de diferentes tipos de mecanismo?

Sarah

Vou ligar essa discussão para um posicionamento que já é pacífico. Se existe um processo de discussão de diferentes tipos de mecanismos e setores, é um desafio focar em um setor. Levar essa discussão para uma visão mais ampla é mais produtivo.

A questão é enxergar o Brasil como um todo e ver o uso de energia rumo a uma economia de baixo carbono. Há riscos para a hidroeletricidade. Se o mix precisa evoluir, é preciso ter uma visão com relação a isso. Qual o papel do setor nisso? Como ele desenvolverá esse papel? Se você tem um setor limpo, como ele irá ajudar os emissores? Quem você deseja beneficiar, que comportamentos você deseja incentivar? Há propostas na União Europeia sobre incluir o hidrogênio no SCE. Há que se ter uma visão ampla sobre isso.

Agenda

Moderação: Giovani Machado

Nome	Cargo	Apresentação
Luca Lo Re	IEA - Analista de Meio Ambiente e Mudança Climática	Apresentação do painel
Mark Sippola	California Air Resources Board - Gerente de Alocação de Permissões	Experiência da Califórnia na alocação de permissões, definição de teto e uso de offsets no SCE
Agnes da Costa	MME - Chefe da Assessoria Especial em Assuntos Regulatórios Secretaria-Executiva	Opções de design potenciais para Brasil
Debate		

Apresentação do painel

IEA – Luca Lo Re

Como estabelecer um teto para as emissões de gases de efeito estufa?

O teto do Emissions Trading System (SCE) é a quantidade total máxima de emissões de gases de efeito estufa que são geradas pelos diversos setores em um determinado período de tempo.

O estabelecimento de um teto limita a quantidade de emissões que podem ser feitas pelos agentes.

O SCE funciona com base no sistema de cap and trade, onde o governo estabelece um limite (cap) para as emissões totais de gases de efeito estufa. Este limite é conhecido de antemão pelos agentes e pode ser reduzido pelo governo com o passar do tempo.

O SCE fornece certeza com relação ao quantitativo de redução de emissões (cap), mas não com relação ao preço de negociação do carbono (trade).

O SCE é também uma forma de impor uma redução nas emissões sem ter que regular estas emissões, o que confere flexibilidade aos agentes para alcançar as metas por meio de negociação. Por essa razão, certos setores da economia se mostram favoráveis à adoção do sistema de cap and trade em comparação a outros sistemas.

O estabelecimento de um teto de emissões fornece um sinal de longo prazo para os investimentos nos setores abrangidos pelo SCE.

Existem diversos tipos de teto na experiência internacional: (i) absolute cap (o teto é estabelecido em termos de toneladas de CO₂ emitidas); (ii) intensity-based cap (o teto varia conforme a atividade econômica).

Para o estabelecimento do teto, é necessária a obtenção de dados robustos a respeito da série histórica de emissões. É preciso também estimar os níveis de emissões futuras, assim como ter uma boa compreensão a respeito do potencial de redução de cada setor.

Uma vez estabelecido o teto, como alocar as permissões?

Há, basicamente, dois métodos de alocação verificados na experiência internacional: (i) a alocação livre (free allocation), que consiste na atribuição graciosa de licenças a determinados setores; e (ii) a alocação por meio de leilões, que consiste na aquisição onerosa de licenças por meio de leilões.

Cada método possui vantagens e desvantagens próprias.

A alocação livre é usualmente adotada de forma experimental (piloto) em mercados incipientes como forma de testá-los. Ela trata questões relacionadas à competitividade e reduz o carbon leakage. Por fim, ela também é mais aceitável, do ponto de vista político, em virtude da sua dinâmica.

Por outro lado, o leilão possui como vantagens a geração de receita para o governo e o incentivo à redução de emissões, além de ser um método mais transparente.

Por estas razões, a experiência internacional mostra que, usualmente, os governos iniciam seus SCE com a alocação livre e, com o passar do tempo, migram para a sistemática de leilões.

Quais os possíveis usos para os offsets?

Offsets podem ser uma forma de conferir flexibilidade às entidades que, ao invés de cumprirem a integralidade de suas obrigações por meio do uso de permissões, podem optar por cumprirem parte destas obrigações por meio do uso de carbon offsets, o que aumenta o escopo da precificação do carbono.

Cumpra ponderar que nem todos os carbon offsets se prestam a promover a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Experiência da Califórnia na alocação de permissões, definição de teto e uso de offsets

California Air Resources Board – Mark Sippola

As metas de redução de emissão de gases de efeito estufa da Califórnia foram apresentadas.

Para atingir estas metas, a Califórnia usa diversas estratégias, que incluem o estabelecimento de um programa de cap and trade e algumas medidas complementares focadas em setores específicos como transporte.

O sistema de cap and trade fornece um teto rígido de emissões e dá aos agentes flexibilidade para escolher a forma como irão cumprir esta determinação.

O estabelecimento do teto em limites adequados é um ponto crítico deste processo. Se o teto for muito baixo, os preços podem ficar demasiadamente altos. Por outro lado, se o teto for muito alto, os baixos preços podem desincentivar a redução de emissões.

As permissões são alocadas de duas formas. Em primeiro lugar, há a alocação livre e, em um segundo momento, a alocação é feita por meio de leilões.

Há um número máximo de permissões que cada agente pode obter, a fim de prevenir o exercício indevido de poder de mercado.

Os agentes podem usar offset credits para cumprir parte das suas obrigações de redução de emissões.

Offset credits consistem em reduções de gases de efeito estufa verificadas fora do sistema de cap and trade.

Opções de design potenciais para Brasil

MME – Agnes da Costa

A necessidade de obtenção de dados é essencial. Dessa forma, a obrigação de os agentes informarem ao governo as suas emissões, vigente na Califórnia, é um ponto muito interessante.

A prestação de contas sobre as emissões é uma etapa pela qual o Brasil deveria passar.

A palestrante também se mostrou favorável à abordagem das alocações livres que, segundo ela, permitem a realização de uma testagem do mercado, permitindo que os agentes sintam o funcionamento do mecanismo antes de ele ser efetivamente implementado.

Debate

Pergunta: Como foi construído o processo de consenso para a definição de tetos e offsets?

Mark Sippola

Na Califórnia, o processo de estabelecimento do teto foi baseado nos dados que foram obrigatoriamente fornecidos pelos agentes. Logo, não houve muita construção de consenso político neste processo, ele foi fundamentado nos dados colhidos sobre as emissões de cada setor.

Luca Lo Re

O importante é que haja previsibilidade no processo, que o governo consiga prover estabilidade ao processo no longo prazo. É importante que o governo forneça previsibilidade ao processo para que os agentes possam se adaptar às mudanças que serão experimentadas ao longo dos anos. É importante também estabelecer um diálogo entre o governo e os stakeholders para se obter uma perspectiva ampla sobre o tema, a fim de que, a partir dela, seja possível obter um consenso sobre o teto e as metas de redução.