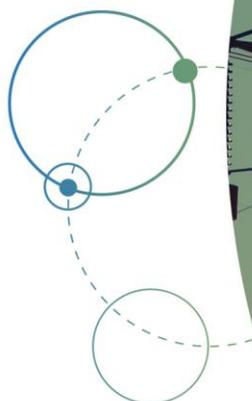




projeto  
pmr | BRASIL

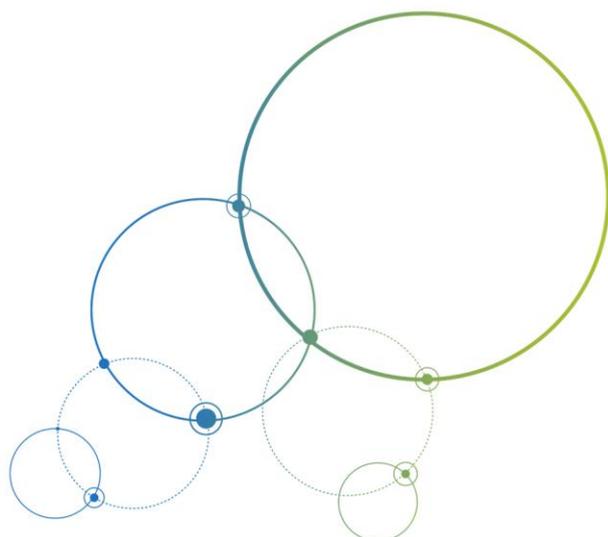


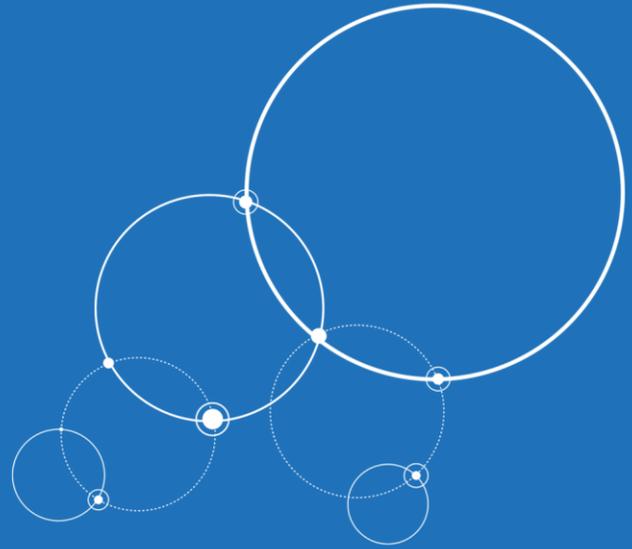
COMPONENTE 1 DA FASE DE  
IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

## **ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA, COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO**

PRODUTO 1

Diagnóstico de Eletricidade





**ELABORAÇÃO DE ESTUDOS SETORIAIS (ENERGIA ELÉTRICA,  
COMBUSTÍVEIS, INDÚSTRIA E AGROPECUÁRIA) E  
PROPOSIÇÃO DE OPÇÕES DE DESENHO DE INSTRUMENTOS  
DE PRECIFICAÇÃO DE CARBONO**

COMPONENTE 1 DA FASE DE IMPLEMENTAÇÃO DO PMR

Consórcio:



: **vivideconomics**

Em acordo de subconsultoria com:



## DOCUMENTO

SUMÁRIO EXECUTIVO DO PRODUTO 1 PÓS CONSULTA PÚBLICA - ELETRICIDADE

## AUTORES

### COORDENADOR GERAL

Sergio Margulis (WayCarbon)

### COORDENADOR TÉCNICO

André Lucena (COPPE | UFRJ)

### GERENTE DO PROJETO

Matheus Brito (WayCarbon)

### EQUIPES DE ESPECIALISTAS

Denise Teixeira (Volga Consultoria)

Alexandre Szklo (COPPE | UFRJ)

Roberto Schaeffer (COPPE | UFRJ)

Fernanda Guedes (COPPE | UFRJ)

Luan Santos (UFRJ)

Fabio Bicalho (WayCarbon)

Letícia Gavioli (WayCarbon)

Pamela Silva (WayCarbon)

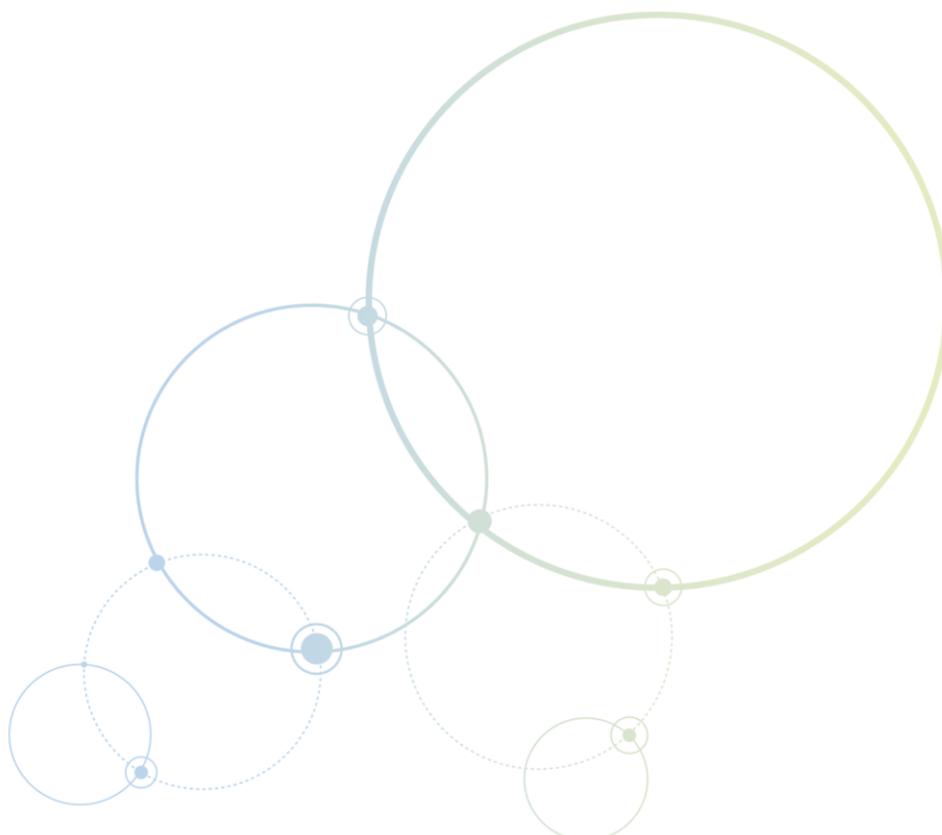
## AVISO LEGAL

*Os resultados, as interpretações, as recomendações, as estimativas e as conclusões expressas neste estudo são de responsabilidade dos autores, não refletindo a opinião do Banco Mundial ou do Ministério da Fazenda.*

*Nesse sentido, o Banco Mundial e o Ministério da Fazenda se eximem do compromisso de implementar quaisquer das recomendações contidas neste estudo.*

### *Direitos e Permissões*

*O material contido na presente publicação é protegido por direitos autorais. Sua reprodução, total ou parcial, sem permissão de seus autores, poderá constituir violação à Lei 9.610/98 (Lei de Direitos Autorais). O Banco Mundial e o Ministério da Fazenda incentivam a divulgação do presente trabalho, concedendo a permissão para reprodução de suas partes, desde que citada a fonte.*



## CONTEXTO

O **Projeto PMR Brasil** visa subsidiar o processo de tomada de decisão acerca do papel de instrumentos de precificação de carbono nas políticas de mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEE), por meio do estudo e avaliação detalhada dos impactos de mecanismos de precificação de carbono sobre a economia, a sociedade e o meio ambiente.

Nesse contexto, o projeto busca responder a duas perguntas norteadoras principais: **i) é desejável ter um instrumento de precificação de carbono compondo a política climática nacional no período pós-2020? ii) em caso afirmativo, quais as principais características que o instrumento deve ter para otimizar a relação entre objetivos ambientais e desenvolvimento socioeconômico?**

Associadas a essas perguntas gerais, diversas perguntas específicas se colocam, abordando aspectos distributivos, de aceitação política, entre outros. Também é de interesse do projeto que cada uma dessas questões seja adequadamente tratada.

Para responder tais questionamentos, Projeto PMR Brasil está dividido em quatro componentes complementares. Um componente de estudos setoriais (Componente 1), que tem por objetivo estabelecer um panorama geral da realidade da estrutura econômica e tecnológica dos setores brasileiros, bem como das políticas setoriais e dos instrumentos utilizados para implementá-las, visando avaliar de que forma instrumentos baseados na precificação de emissões poderiam interagir com essas realidades. Se por um lado tal interação pode ser de complementaridade e sinergia entre políticas, por outro, sua combinação também pode ser contraproducente no sentido de prejudicar o funcionamento tanto do(s) instrumento(s) de precificação de emissões quanto dos instrumentos adotados no campo das políticas setoriais. Sendo assim, estabelecer uma melhor visão dos objetivos das políticas setoriais, bem como das interações potenciais entre instrumentos de precificação de emissões e instrumentos já existentes (tributários, creditícios, regulatórios, fomento à pesquisa e inovação, etc.) é requisito fundamental para o desenvolvimento de uma combinação de políticas que seja complementar e efetiva. Com base nestes estudos, o Componente 1 proporrá pacotes de instrumentos de precificação de emissões e possíveis ajustes de instrumentos de políticas setoriais existentes que maximizem a eficiência da implementação dos objetivos da PNMC pós-2020. Os pacotes de instrumentos propostos serão avaliados quanto aos seus impactos socioeconômicos no Componente 2 do projeto. Tal componente está dividido em dois subcomponentes, o Componente 2A – de modelagem econômica para a estimação de impactos da implementação dos referidos pacotes de instrumentos de política – e o Componente 2B – que realizará uma análise do impacto regulatório da adoção dos mesmos pacotes. O componente setorial fornecerá insumos e receberá feedbacks dos componentes de estimação de impactos, sendo a interação entre os componentes essencial ao projeto. O projeto conta, ainda, com um terceiro componente de comunicação e engajamento de *stakeholders*. O esquema abaixo retrata as interações entre os componentes do projeto.

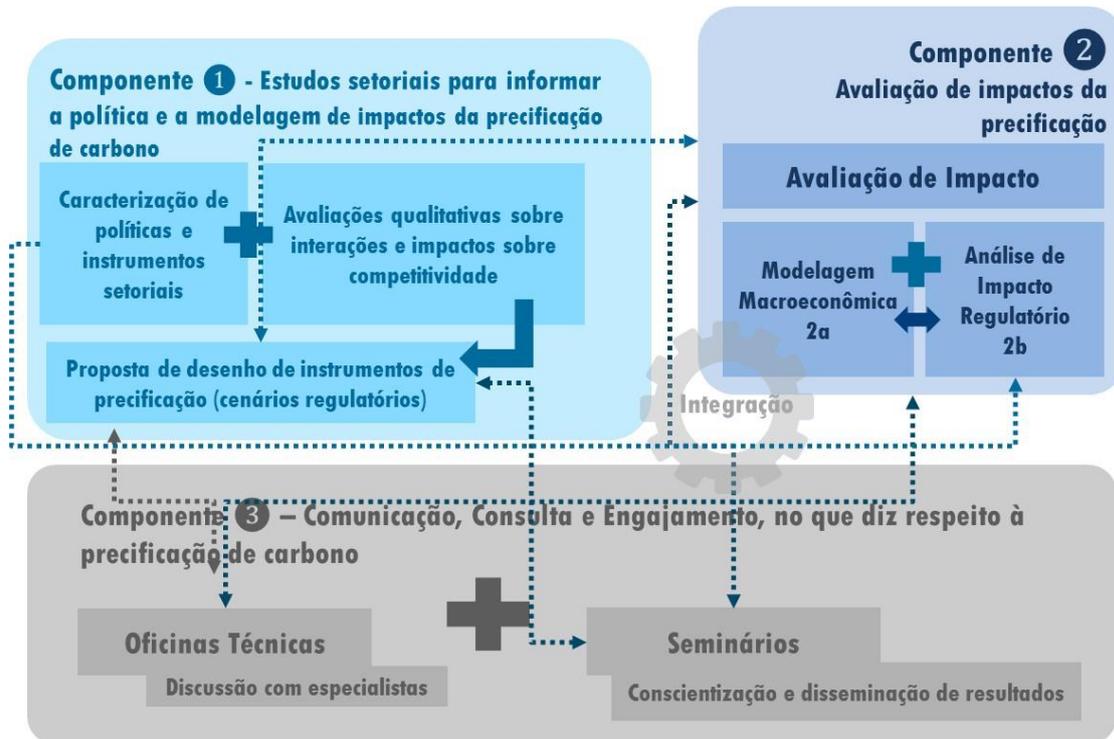


Figura 1: Estrutura do Projeto PMR Brasil

**O presente processo de consulta diz respeito aos Produtos 1 e 2 do Componente 1 do Projeto PMR Brasil.** Tais produtos estão divididos em quatro relatórios e trazem um diagnóstico setorial para quatro macrosetores da economia brasileira: energia elétrica, combustíveis, agropecuária<sup>1</sup> e indústria<sup>2</sup>. O diagnóstico setorial busca trazer: (i) uma análise da estrutura econômica de cada setor, focando em itens como a formação de preços, a estrutura de mercado e a concentração de cada setor; (ii) perfil de emissões e opções de mitigação de emissões de GEE em cada setor; (iii) um mapeamento das políticas setoriais vigentes em cada setor; e (iv) a identificação e descrição de instrumentos de política setoriais existentes.

**Posteriormente serão postos em consulta os Produtos 3, 4 e 5 do Componente 1.** Os produtos 3 e 4 trarão recomendações setoriais acerca do desenho e adoção de instrumentos de precificação de carbono e ajustes em políticas setoriais vigentes, além de uma análise da experiência internacional com a adoção de instrumentos de precificação de carbono. Já o Produto 5 trará recomendações transversais acerca de pacotes de instrumentos de política climática voltados ao cumprimento da NDC brasileira de maneira custo-efetiva.

<sup>1</sup> Agricultura, Pecuária Bovina (Leiteira e de Corte) e Insumos (Fertilizantes e Insumos Veterinários).

<sup>2</sup> Química, Alumínio, Papel e Celulose, Ferro e Aço e Cimento, Cal e Vidro.

**Também serão postos em consulta, em momento futuro, documentos relacionados aos Componentes 2A e 2B do Projeto PMR Brasil.**



5.1	CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	38
5.2	CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES.....	39
5.3	MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS.....	41
<b>6</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>44</b>
	<b>APENDICE A - ANEXO METODOLÓGICO PARA INDICADORES DE CARACTERIZAÇÃO SETORIAL.....</b>	<b>45</b>
	<b>APÊNDICE B – QUADRO DE CONVERSÃO – CLASSIFICAÇÕES SETORIAIS SCN E CNAE 2.0, ENERGIA ELÉTRICA..</b>	<b>50</b>
	<b>APÊNDICE C – METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DO PERFIL DE EMISSÕES E DAS MELHORES TECNOLOGIAS DE ABATIMENTO DISPONÍVEIS .....</b>	<b>51</b>
	<b>APÊNDICE D - METODOLOGIA PARA O MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES E IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS.....</b>	<b>52</b>

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: ESTRUTURA DO PROJETO PMR BRASIL .....	V
---	---

## LISTA DE QUADROS

QUADRO 1: SÍNTESE DAS OPÇÕES DE MITIGAÇÃO DE UTES.....	20
QUADRO 2: SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO HIDROELETRICIDADE .....	22
QUADRO 3: SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO EÓLICA.....	22
QUADRO 4: SÍNTESE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO PV.....	23
QUADRO 5: SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO CSP.....	23
QUADRO 6: SÍNTESE DE OPÇÕES DE MITIGAÇÃO T&D.....	23
QUADRO 7: RESUMO DOS ENCARGOS SETORIAIS, OBJETIVOS E FORMAS DE INCIDÊNCIAS.....	31
QUADRO 8: PRINCIPAIS LINHAS DE CRÉDITO DO BNDES E CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO PARA O SETOR ELÉTRICO .....	36
QUADRO 9 - PRINCIPAIS POLÍTICAS PÚBLICAS PARA O SETOR ELÉTRICO E SEUS MECANISMOS.....	36

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - NÚMERO DE ESTABELECIMENTOS E VÍNCULOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO, BRASIL - 2010 A 2014.....	12
TABELA 2: EMISSÕES DE CO <sub>2</sub> ASSOCIADAS À GERAÇÃO ELÉTRICA BRASILEIRA .....	18
TABELA 3: EMISSÕES DE GEE ESTIMADAS PARA UTES DE COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS .....	19
TABELA 4: CENÁRIOS E POTENCIAIS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DO SETOR ELÉTRICO EM 2025 E 2030.....	40

## 1 INTRODUÇÃO

Este Sumário Executivo é parte do Produto 1 do contrato intitulado “Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos de Precificação de Carbono”, firmado pelo Ministério da Fazenda com suporte do Banco Mundial, como parte do Componente 1 da fase de implementação da Parceria para Preparação de Instrumentos de Mercado (*Partnership for Market Readiness - PMR*) no Brasil. O objeto da análise deste Sumário Executivo é o setor de Energia Elétrica brasileiro.

Sabe-se que a proposição de mecanismos de precificação de emissões no âmbito do setor elétrico brasileiro requer o conhecimento da organização setorial, das relações entre os elos da cadeia de valor, do processo de formação de preços e, em particular, das políticas públicas orientadas para o desenvolvimento de fontes energéticas e padrões de consumo que se alinhem ou que sejam conflitantes com os objetivos da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC). Dessa maneira, apresenta-se neste relatório um diagnóstico do setor elétrico brasileiro em termos econômicos, tecnológicos e de emissões de gases de efeito estufa, além de um panorama e discussão sobre as políticas e instrumentos vigentes no setor. Deve-se salientar que, em conformidade com o Termo de Referência, as atividades do setor de energia elétrica foram avaliadas sob o ponto de vista da produção.

O presente relatório é uma síntese de esforços realizados por diferentes equipes de especialistas, com o intuito de prover um diagnóstico útil à próxima etapa deste estudo setorial de energia elétrica. Destacam-se, entre as próximas atividades deste projeto, a identificação de interação entre instrumentos das políticas setoriais existentes e um eventual pacote de instrumentos de precificação de carbono a ser introduzido, ainda que em nível teórico, bem como a apresentação de recomendações para ajustes nos instrumentos existentes e para o desenho do pacote de instrumentos de precificação de carbono.

Este documento está dividido em três seções principais. A primeira apresenta uma descrição do setor de energia elétrica no Brasil a partir de indicadores econômicos, com o objetivo de identificar a estrutura e o tamanho do setor, dimensionar seu grau de encadeamento em relação a outros setores e apontar a possível existência de poder de mercado. A segunda apresenta uma caracterização das tecnologias empregadas no setor, sua participação em termos de emissões de gases de efeito estufa e seus potenciais e custos de abatimento de emissões. Na terceira seção, apresenta-se uma caracterização das políticas e instrumentos vigentes no setor elétrico brasileiro sob a perspectiva regulatória e institucional. Finalmente, apresentam-se as considerações finais a este relatório. Além disso, é apresentado, como apêndice, o documento de Análise da Experiência Internacional do Setor de Eletricidade, que será aprofundado na etapa seguinte deste projeto.

## 2 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR

O setor elétrico brasileiro compreende as atividades de **geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica**. Os agentes geradores, distribuídos por todo o território nacional, estão conectados aos consumidores por meio de um **sistema interligado – o SIN** (Sistema Interligado Nacional), composto por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Uma pequena parcela da capacidade de geração de energia do país está localizada fora do SIN, em pequenos sistemas (CEMIG, 2017). O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é do tipo **hidro-termo-eólico de grande porte**, com predomínio das **usinas hidroelétricas e caracterizado pela multiplicidade de proprietários** (ONS, 2017).

### 2.1 ANÁLISE DE INDICADORES E DA ESTRUTURA DE MERCADO DO SETOR<sup>3</sup>

O tamanho do setor elétrico foi analisado para o período entre 2010 e 2014 e a partir de quatro indicadores: a participação do Valor Bruto da Produção<sup>4</sup> (VBP) do setor em relação ao VBP nacional, a participação do Valor adicionado bruto do setor em relação ao PIB nacional, assim como a proporção do número de estabelecimentos e a proporção de vínculos empregatícios ativos, mensurando o tamanho dos subsetores em relação ao setor como um todo. No período considerado, a participação do VBP do setor em relação ao VBP nacional manteve-se relativamente estável em torno de uma média de 2,2%. Por outro lado, ao se olhar para a sua participação na economia brasileira em termos do seu Valor adicionado bruto, o Setor Elétrico mostra, para todo o período, uma importância relativa menor do que o verificado em termos do seu VBP. Além disso, enquanto a participação do VBP oscilou sem tendência durante o período, a participação no PIB nacional teve tendência de queda - passando de 2,1%, em 2010, para 1,1% em 2014 - indicando uma redução relativa do valor agregado do setor aos produtos finais da economia brasileira, por meio de fatores de produção e matérias-primas.

Com respeito ao número de estabelecimentos e ao número de vínculos ativos, o setor elétrico apresentou a evolução mostrada na Tabela 1. Isto é, houve, durante todo o período analisado, uma tendência crescente no número de estabelecimentos. Por outro lado, o número de vínculos teve evolução oscilante.

---

<sup>3</sup> A metodologia de obtenção dos indicadores está descrita no Apêndice A e a classificação setorial correspondente está no Apêndice B.

<sup>4</sup> A fonte para o Valor Bruto da Produção e para o Valor Adicionado são as Tabelas de Recursos e Usos (TRU) calculadas pelo IBGE.

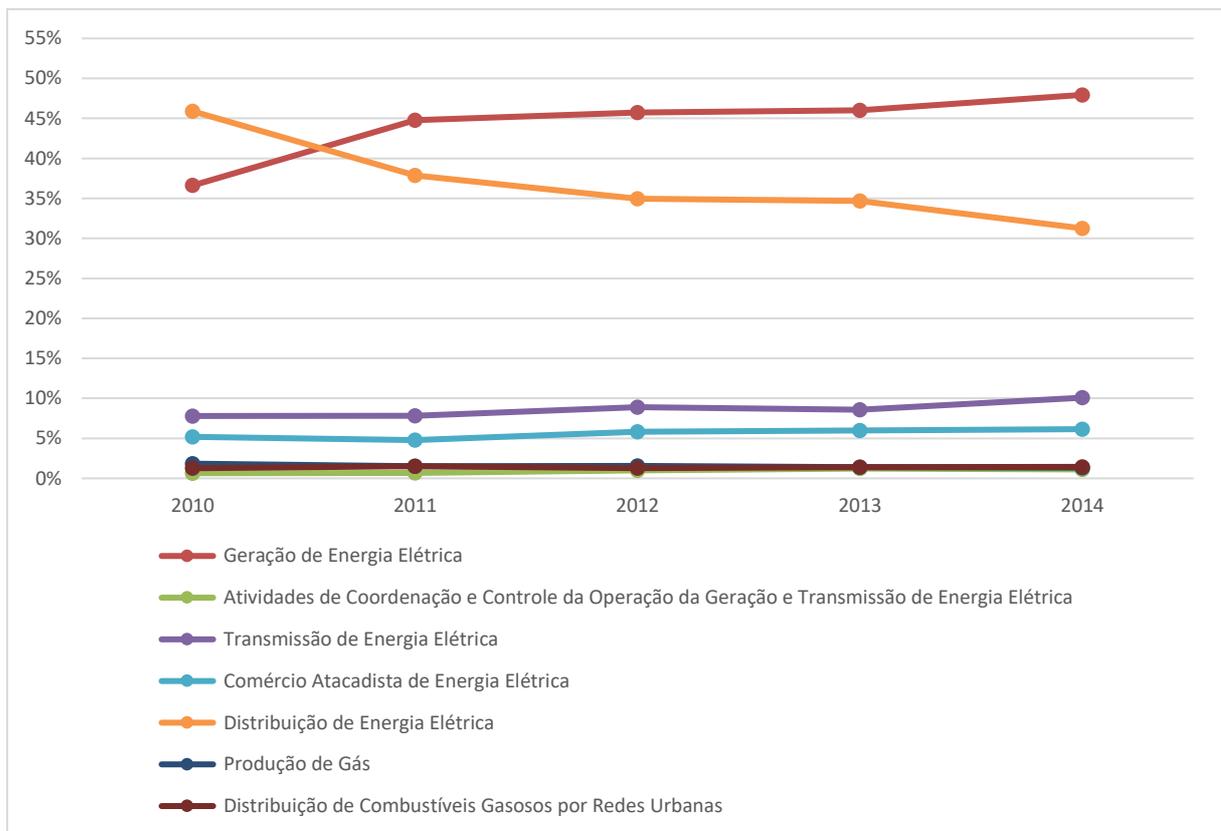
**Tabela 1 - Número de estabelecimentos e vínculos ativos do setor elétrico, Brasil - 2010 a 2014**

Ano	Número de estabelecimentos	Vínculos ativos
2010	6.797	120.591
2011	6.835	126.527
2012	7.031	124.003
2013	7.811	127.062
2014	8.062	126.086

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

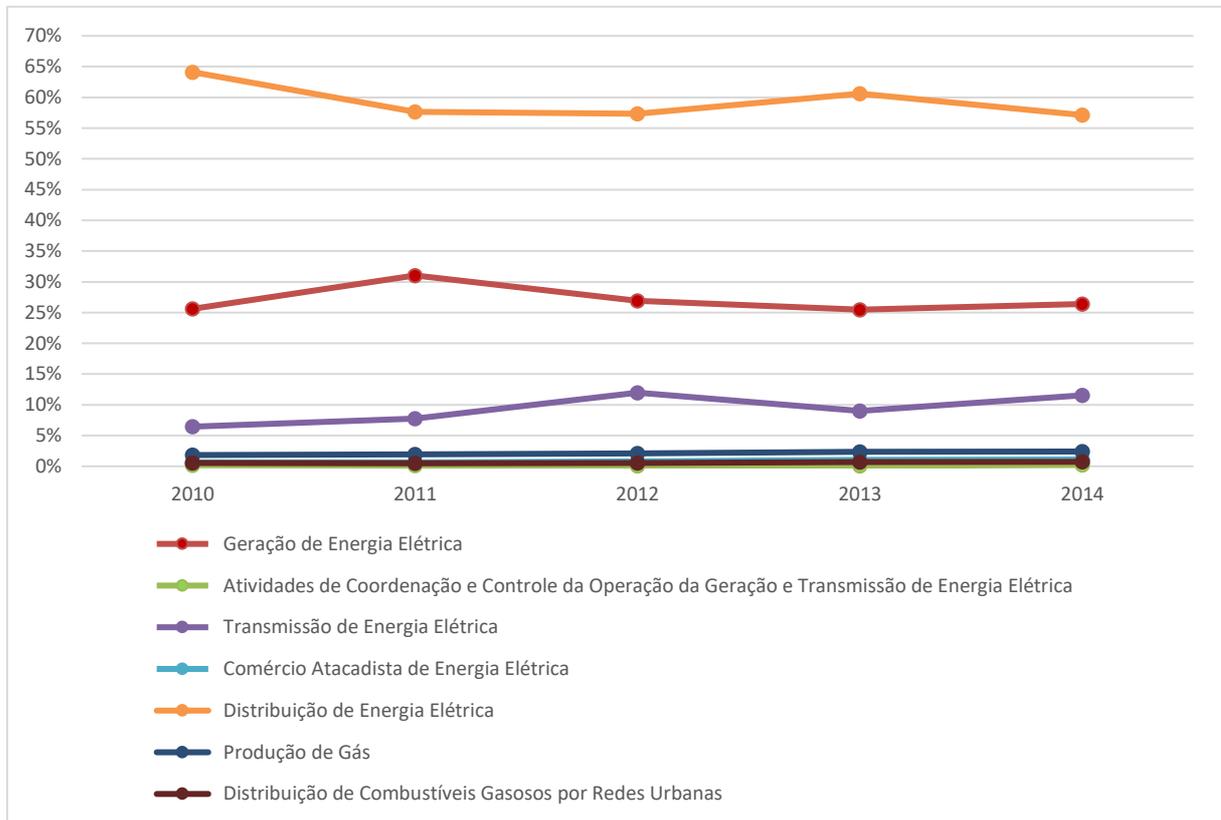
Ao se olhar para o tamanho do setor de fora para dentro, merecem destaque os subsetores de **Geração** e de **Distribuição**, haja vista que concentram não só a maior proporção do número de estabelecimentos do setor, como também a maior proporção de vínculos empregatícios ativos, conforme dados da Relação Anual de Informações Sociais (RAIS) para o período de 2010 a 2014.

O subsetor de Geração apresentou número de estabelecimentos crescente no período considerado, alcançando quase metade do total de estabelecimentos do setor elétrico em 2014 (Gráfico 1). Já o subsetor de Distribuição, que correspondia a cerca de 46% dos estabelecimentos do setor em 2010, teve participação reduzida ao longo de todo período, até chegar a 31% em 2014.

**Gráfico 1: Proporção (em %) de estabelecimentos do setor elétrico, por subsetor, Brasil – 2010 a 2014**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

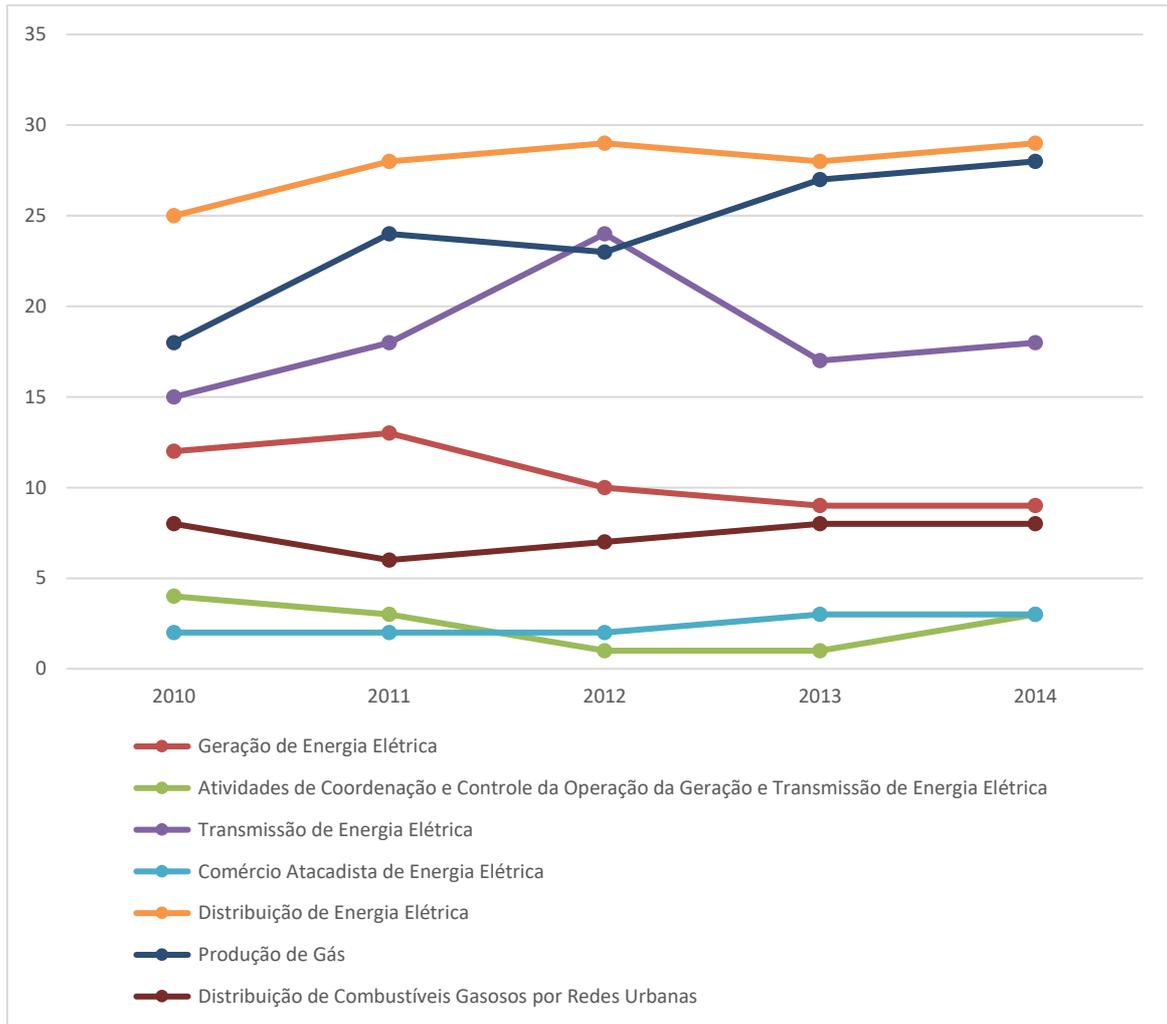
De acordo com o Gráfico 2, esse subsetor foi também o que mais ocupou trabalhadores no período: uma média de 60% dos vínculos empregatícios do setor elétrico, com tendência de queda (partindo de 65% em 2010 e alcançando 57% em 2014). Diante dessa queda, todos os demais subsetores ampliaram sua participação no total de vínculos empregatícios, com destaque para a **Transmissão**, que duplicou sua participação, de 6% em 2010, para 12% em 2014.



**Gráfico 2: Proporção (em %) de vínculos ativos do setor elétrico, por subsetor, Brasil – 2010 a 2014**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Em cada subsetor, a evolução do porte médio dos estabelecimentos (em número de vínculos ativos por estabelecimento) seguiu a tendência do número de vínculos total do subsetor durante todo o período, à exceção do subsetor de Distribuição de Energia Elétrica. Isso significa que os movimentos de expansão e retração do setor elétrico refletiram-se, sobretudo, em variações no tamanho dos agentes (mais ou menos vínculos empregatícios por estabelecimento). No subsetor de Distribuição, por sua vez, há indícios de que a redução do número total de vínculos durante esse período esteja mais relacionada à redução do número de estabelecimentos, e não a mudanças no porte de cada um. Assim, no caso específico desse subsetor, a queda no número de vínculos entre 2010 e 2014 refletiu-se na redução do número de estabelecimentos, ainda que esse processo tenha sido acompanhado do aumento do porte médio dessas unidades.



**Gráfico 3: Porte médio dos estabelecimentos, em número de vínculos, Energia Elétrica, Brasil – 2010 a 2014**

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da RAIS (Ministério do Trabalho).

Com relação ao poder de mercado, os dez maiores agentes de geração, em termos de capacidade instalada, detêm, juntos, quase a metade dos ativos referentes a esse subsetor no Brasil (46%). Entretanto, apesar de o modelo de expansão por leilões centralizados ter se apoiado na participação de empresas privadas, a análise da participação societária das companhias de geração revela um grau de concentração ainda maior: a Eletrobrás – empresa controlada pelo governo brasileiro – detém o controle de quatro dos dez maiores agentes do subsetor (Chesf, Furnas, Eletronorte e Itaipu), além de possuir grande participação nas chamadas usinas estruturantes, como Jirau (40% das ações) Santo Antônio (49%) e Belo Monte (68,7%). O subsetor de Geração de Energia Elétrica consiste, portanto, em um segmento altamente concentrado.

Ressalta-se que a distinção entre agentes públicos e privados, frequentemente associada à avaliação do grau de concentração setorial, pode ter implicações relevantes no contexto da precificação de carbono. Mercados mais verticalizados e com características monopolistas podem estar associados a

decisões de despacho de energia elétrica pouco transparentes e que, por exemplo, possam vir a favorecer termoelétricas sob o controle estatal. Nesse contexto, a introdução de instrumentos de precificação de carbono em outras jurisdições tem despertado discussões profundas sobre mecanismos que evitem tais distorções e favoreçam a eficiência.

As medidas de razão de concentração no setor revelam que, de acordo com o *market share* dos quatro estabelecimentos que mais ocupam mão-de-obra no setor (CR(4)), o subsetor de energia elétrica mais concentrado é o de Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica. Em relação à classificação setorial em graus de concentração segundo o índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), observa-se mais uma vez a alta concentração do subsetor Atividade de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica em 2010 e 2011. A partir de 2012, porém, ele passou a apresentar concentração moderada. Todos os demais subsetores mostraram-se desconcentrados de acordo com a classificação HHI.

Além dos indicadores de concentração, outro indício de poder de mercado seria a margem de lucro do setor. Para tanto, o indicador de requisitos diretos em termos de Excedente Operacional Bruto (EOB)<sup>5</sup> para produzir uma unidade monetária das atividades do setor elétrico pode ser interpretado como uma aproximação da margem de lucro do setor. Verificou-se que o setor de energia elétrica (classificação SCN) apresentou uma margem superior à média dos setores da economia brasileira de 2010 a 2014. Porém, a tendência do setor elétrico mostrou-se fortemente decrescente, partindo de uma margem de 36%, em 2010 e 2011, e chegando a 19%, em 2014.

A dependência do setor de energia elétrica em relação a outros setores econômicos foi avaliada por meio do cálculo dos Índices de Rasmussen-Hirschman, que indicam os encadeamentos do setor. Efeitos de encadeamentos para trás são resultado do aumento da demanda por insumos de outros setores, que devem, então, produzir mais para atender essa demanda. Já efeitos de encadeamentos para frente indicam o aumento da produção em determinado setor causado pelo aumento da demanda final em cada um dos outros setores produtivos. Para o caso do setor de Eletricidade foram obtidos resultados maiores do que um (1,02 para o índice de ligação para trás e 1,91 para o índice de ligação para frente) para 2010, o que o classifica como setor-chave, em termos de encadeamentos intersetoriais, em relação a outros. Tal aspecto pode ser comprovado ao se analisar a distribuição das vendas do setor, que concentra aproximadamente 70% no consumo intermediário.

Dessa forma, ao apresentar um encadeamento acima da média em relação aos demais setores da economia, um instrumento de precificação de carbono aplicado ao setor teria seus efeitos

---

<sup>5</sup> O Excedente Operacional Bruto é o saldo do valor adicionado deduzido das remunerações pagas aos empregados, dos rendimentos dos autônomos e dos impostos líquidos de subsídios. É uma medida do excedente gerado pela produção antes da dedução de quaisquer encargos na forma de juros, rendas ou outros rendimentos de propriedade a pagar sobre ativos financeiros, terrenos ou outros ativos tangíveis.

possivelmente expandidos a outros setores. De forma similar, preços de carbono aplicados aos setores que fornecem insumos para o setor de energia elétrica – notadamente o setor de combustíveis – potencialmente também teriam impactos relevantes sobre esse setor.

Além disso, por meio dos coeficientes técnicos de produção, observou-se também que o próprio setor é capaz de fornecer 27% dos insumos (em termos monetários) necessários à sua produção. Isso se deve ao fato de que a análise considera o setor elétrico como único, incluindo os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de distribuição de gás. Portanto, ele é composto por diversas etapas que são capazes de produzir os insumos do próprio setor.

Ademais, ao longo de todo período analisado – 2010 a 2014 -, aproximadamente 30% da demanda total correspondeu ao consumo das famílias. Já as exportações se mostraram pouco relevantes como destino dos produtos setoriais. Os outros componentes da demanda final – Consumo do governo; Consumo das Instituições Sem Fins de Lucro a Serviço das Famílias (ISFLSF); Formação bruta de capital fixo; e Variação de estoque – apresentaram participação percentual nula ou negligenciável na distribuição das vendas.

Já os multiplicadores de tipo II – aqui calculados para o ano de 2010 - são indicadores que representam os impactos do setor – através dos efeitos intersetoriais e do efeito induzido pelo consumo e pela renda das famílias - sobre a produção, emprego, renda e tributos na economia. O multiplicador de produção indica que são necessários R\$ 3,19 – abaixo da média de R\$ 4,39 dos demais setores da economia – correspondentes à produção total da economia para satisfazer R\$ 1,00 da demanda final<sup>6</sup> pela produção do setor de energia elétrica. Por sua vez, o multiplicador de emprego aponta que seriam criados 21 empregos – direta e indiretamente, e levando-se em consideração o efeito induzido – dado um aumento 1 emprego no setor. Este multiplicador está acima da média dos multiplicadores de emprego dos demais setores da economia (equivalente a 11 empregos gerados a partir de um aumento de 1 emprego). Em relação à renda das famílias (remuneração do fator trabalho<sup>7</sup>), são gerados R\$ 4,75 – acima da média de R\$ 3,94 dos demais setores – desse tipo de renda na economia como resultado do aumento de R\$ 1,00 nas remunerações do setor elétrico.

Quanto aos multiplicadores tributários, em relação aos impostos setoriais<sup>8</sup>, o aumento de R\$ 1,00 naqueles tributos sobre o setor elétrico geraria tributos da ordem de R\$ 2,83 na economia – frente a

---

<sup>6</sup> A demanda final corresponde à parte da demanda total não destinada ao consumo intermediário das atividades, ou seja, exportações, consumo do governo, consumo das famílias, formação bruta de capital fixo e variação de estoque.

<sup>7</sup> Inclui salários e contribuições sociais efetivas (previdência oficial/FGTS e previdência privada).

<sup>8</sup> Denominaram-se impostos setoriais os “Outros impostos e subsídios sobre a produção” apresentados em IBGE (2015, p.13): “Os outros impostos sobre a produção são compostos por dois grupos: 1) impostos sobre a folha de pagamento como as Contribuições ao Sistema S, Contribuição ao Salário-Educação, entre outros e 2) demais impostos sobre a produção como as

uma média de R\$ 36,23 dos demais setores. Por fim, em relação aos impostos sobre produtos<sup>9</sup>, seriam gerados R\$ 2,28 de tributos decorrentes do aumento de R\$ 1,00 nos tributos sobre produtos daquele setor - frente a uma média de R\$ 42,99 dos demais setores.

No que diz respeito ao comércio exterior, percebe-se que a proporção de exportação de energia elétrica não apresenta uma parcela importante das exportações nacionais e, portanto, são pouco relevantes ao Valor Bruto da Produção (VPB) do setor de eletricidade. Da mesma forma, o coeficiente de penetração das importações revela que o comércio exterior é pouco significativo ao setor de energia elétrica brasileiro, pois, no máximo 1,5% do mercado doméstico foi atendido por importações, provenientes majoritariamente do Paraguai – Usina Hidroelétrica de Itaipu. Deste modo, pode-se concluir que o setor elétrico é relativamente fechado ao comércio exterior, de forma que, provavelmente, não seria impactado por alterações ou diferenciação da precificação do carbono em relação a outros países.

### 3 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES<sup>10</sup>

Esta seção consiste na análise das emissões de gases de efeito estufa (GEE), bem como na descrição das melhores tecnologias disponíveis para o setor elétrico brasileiro. Ela deriva do estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil”<sup>11</sup>, que avaliou um conjunto de cenários de emissões de longo prazo, com ênfase no papel brasileiro na mitigação das mudanças climáticas, identificando variáveis-chave que afetam o desenvolvimento dos setores de energia e uso da terra. O cenário-base considerado nesse estudo consiste na ausência de qualquer esforço por parte do setor energético brasileiro em prol da mitigação de suas emissões de GEE. Representa, portanto, uma trajetória de menor custo, sem restrições associadas às emissões desses gases.

#### 3.1 PERFIL DE EMISSÕES

O setor elétrico aqui tratado compreende as fontes térmicas de geração de eletricidade a partir de recursos não-renováveis (carvão, óleo, gás e nuclear) e as fontes renováveis de energia, incluindo a

---

taxas de fiscalização, licenças e contribuições econômicas específicas. Os subsídios à produção consistem das despesas de equalizações ou subvenções econômicas quando destinadas à redução dos custos de produção”.

<sup>9</sup> Os tributos sobre produtos englobam o ICMS, o IPI, o imposto sobre importação e outros impostos, como, COFINS, PIS, IOF, ISS e ITBI (IBGE, 2015).

<sup>10</sup> A metodologia utilizada para o estabelecimento das melhores tecnologias disponíveis está disposta no Apêndice C.

<sup>11</sup> Schaeffer et al (2015).

hidroeletricidade, eólica, solar fotovoltaica centralizada (PV), solar térmica concentrada (CSP), bioeletricidade, e, por fim, os segmentos de transmissão e distribuição (T&D).

Como já mencionado, o parque brasileiro de geração de eletricidade é predominantemente baseado em **hidroeletricidade** e, crescentemente, em **centrais eólicas**. Também conta com **Usinas Termoelétricas (UTES) a combustível fóssil**, que são responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa decorrentes da geração de energia elétrica<sup>12</sup>. A Tabela 2 apresenta a evolução das emissões de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) associadas à geração de eletricidade no Brasil.

**Tabela 2: Emissões de CO<sub>2</sub> associadas à geração elétrica brasileira**

Subsetor	Emissões de CO <sub>2</sub> (Gg)				
	1990	1995	2000	2005	2010
Centrais Elétricas de Serviço Público	6.194	9.016	19.075	20.911	26.592
Centrais Elétricas Autoprodutoras	2.275	3.159	5.141	5.474	9.445

Fonte: MCTI (2015).

No que diz respeito às fontes fósseis, houve um aumento significativo na potência instalada no Brasil a partir de 2001, motivado pela necessidade de assegurar o fornecimento de energia em cenários de hidrologia desfavorável. As UTES a carvão mineral, a óleo e a gás são baseadas em uma variedade de tecnologias diferentes, com custos de abatimento que variam entre 7 e 96 US\$/tCO<sub>2</sub> (UTES a carvão mineral), e entre -168,9 e 60 US\$/tCO<sub>2</sub> no caso das demais. A grande variedade de tecnologias disponíveis deve-se, em parte, à maturidade do setor, consequência da utilização histórica do carvão como fonte de energia, e aos desenvolvimentos tecnológicos recentes, liderados por países que possuem significativa dependência dessa fonte energética. A Tabela 3 sumariza as emissões de GEE das usinas térmicas.

<sup>12</sup> UTES a biomassa (por exemplo, a bagaço de cana de açúcar) também emitem CO<sub>2</sub>. Contudo, tais emissões anulam-se frente ao crescimento sustentável da biomassa primária de que se origina a biomassa para fins de combustível. Emissões do ciclo de vida da biomassa não pertencem ao setor elétrico, mas ao setor de uso do solo.

**Tabela 3: Emissões de GEE estimadas para UTEs de combustíveis fósseis**

Fonte energética	Combustível	Coefficiente de Emissão (tCO <sub>2</sub> /TJ)	Emissões Estimadas (kt CO <sub>2</sub> )
UTE Carvão	Carvão Nacional de minas a céu aberto	96,1	5.874
	Carvão Nacional de minas subterrâneas e Carvão Importado	94,6	
UTE Óleo e Gás	Gás Natural	56,1	43.076
	Óleo Diesel	74,1	6.390
	Óleo Combustível	77,4	3.281

Fonte: Elaboração Própria a partir de EPE (2011), IPCC (2006) e Schaeffer et al. (2015).

A partir da Tabela 3, destaca-se que o coeficiente de emissões das UTEs a gás natural é menor que dos outros fósseis, como esperado. As emissões estimadas levam em conta a produção total de energia, que é bastante superior nas UTEs a gás do que nas a diesel e óleo combustível.

O Brasil possui duas usinas nucleares (e uma terceira em construção), nas quais é possível ampliar o aproveitamento energético através de repotenciação<sup>13</sup> a um custo de abatimento de 117 US\$/tCO<sub>2</sub>. A ampliação do parque gerador nuclear utilizando as melhores tecnologias disponíveis implicaria custos de abatimento da ordem de 569,7 US\$/tCO<sub>2</sub> em relação a um cenário-base em que no qual não haveria qualquer esforço de mitigação por parte do setor energético brasileiro.

No que diz respeito às fontes renováveis, que são intrinsecamente de baixo carbono, cabe destacar a hidroeletricidade, que possui papel majoritário na matriz elétrica brasileira, e sobre a qual há significativo potencial de repotenciação. De acordo com estudo realizado por Schaeffer *et al.* (2015), os custos situam-se na faixa de MMUS\$ 3.000 para repotenciação leve, com emissões evitadas de 12.766 ktCO<sub>2</sub>. Quanto à fonte eólica, que vem sendo adotada em larga escala no Brasil, calcula-se que os custos de abatimento estejam entre 173 e 54 US\$/tCO<sub>2</sub>. O aproveitamento da energia solar, por sua vez, pode ser feito através de células ou filmes fotovoltaicos ou por concentração térmica, estando ainda em fase de amadurecimento tecnológico – sobretudo nas tecnologias do primeiro tipo. Para as do segundo, há alternativas para ampliar o fator de capacidade das usinas através da hibridização com gás natural ou com biomassa. Nesse caso, uma planta hibridizada com biomassa de 30 MW teria um custo por capacidade instalada de aproximadamente 5 mil US\$/kWe e um custo de abatimento de 145 US\$/tCO<sub>2</sub>.

<sup>13</sup> Processo que visa a aumentar a geração elétrica em uma usina geradora de energia. No caso de usinas termonucleares, a repotenciação pode se dar promovendo o aumento da potência térmica do reator e/ou aumentando a eficiência de conversão da ilha de potência. Já no caso de hidroelétricas, a repotenciação pode ser feita por meio de modernização de usinas hidroelétricas, para que elas possam recuperar a potência perdida com o passar dos anos.

Em relação aos setores de transmissão e distribuição de energia elétrica, entre as melhores tecnologias disponíveis encontra-se o *Smart Grid*, ou redes inteligentes, que, por meio de sistemas computadorizados de comunicação e controle na rede elétrica, são capazes de otimizar o suprimento de energia e minimizar perdas. Uma grande vantagem desse sistema reside na possibilidade de integração das fontes renováveis à rede pública de energia elétrica, uma vez que os medidores inteligentes são bidirecionais.

### 3.2 OPÇÕES DE MITIGAÇÃO

No Quadro 1, é possível observar as principais opções de mitigação elencadas no relatório para as UTEs, com base no estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil”.

**Quadro 1: Síntese das Opções de Mitigação de UTEs**

Medida		CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
Carvão Nacional	Instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina - carvão nacional de minas a céu aberto	3250	17 (minas a céu aberto) 45 (minas subterrâneas)	Reduz a taxa de emissão em 8%	Caldeiras FBC/ Dados de custos e emissões para as opções tecnológicas de UTEs da geração 2020-2030/ Eficiência de 37% na geração elétrica.
	Co-combustão de 30% de biomassa em base energética - carvão nacional de minas a céu aberto	3000	29 (minas a céu aberto) 50 (minas subterrâneas)	Reduz a taxa de emissão em 5%	
Carvão Importado	Instalação de caldeiras supercríticas com condições de vapor de 240 bar e 590 °C na entrada da turbina	2750	33	Reduz a taxa de emissão em 8%	Caldeiras PCC/ Dados de custos e emissões para as opções tecnológicas de UTEs da geração 2020-2030/ Eficiência de 40% na geração elétrica
	Co-combustão de 30% de biomassa em base energética	2500	36	Reduz a taxa de emissão em 5%	
Carvão Nacional/ Importado	CCS	1755 - 3884	0,008 - 0,016	-	Carvão nacional em plantas FBC sem (potencial de aplicação de 9,5 a 9,8 GW) e com co-queima (potencial de aplicação de 11,9 a 12,3 GW)/ Plantas PCC (potencial de aplicação de 11,9 GW)/ Plantas IGCC (potencial de aplicação de 13,1 a 15,1 GW) <sup>1</sup> . Fator de capacidade de 75%
Óleo e Gás	Motor de Combustão Interna - Waste Heat Recovering System	1000	20	Emissões evitadas: 56 MtCO <sub>2</sub>	Termoelétrica com motor a diesel com o WHRS com uma eficiência de 30%

Medida		CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
	Motor de Combustão Interna - Blend Biodiesel-Diesel	-	541/546/568 (1000 US\$)	Emissões evitadas: 132/263/659 MtCO <sub>2</sub>	Geração de 1000 MWh com as seguintes quantidades de combustíveis: 528/530/543 m <sup>3</sup>
	Turbina a gás com Etanol	ND	703/565 (1000 US\$)	Emissões evitadas: 740 MtCO <sub>2</sub>	Pessimista: nenhum ajuste foi realizado e a eficiência e potência gerada ao usar o etanol são menores; Otimista: a eficiência e potência geradas são equivalentes às do gás natural
	Ciclo Combinado Flexível	1023	15	Emissões evitadas: 11 MtCO <sub>2</sub>	Usina com capacidade nominal de 400 MW em ciclo combinado flexível, com fator de capacidade de 11% e eficiência de 0,53
	CCS	1300	368	-	Planta com captura em NGCC com capacidade de 530 MW, uma eficiência de 43,4%, baseada no poder calorífico superior e um fator de capacidade de 80%
Nuclear	Repotenciamento	3500	70	Emissões evitadas: 27 MtCO <sub>2</sub>	Power uprate de até 20% na geração elétrica em usinas de Angra I-III a partir de 2030
	UTN com BAT	5000	56	Emissões evitadas: 6,5 MtCO <sub>2</sub>	3 reatores AP100 com fator de capacidade de 85% e taxa de calor de 10.400 Btu/kWh

Fonte: Elaboração própria.

Cabe ressaltar que, mais recentemente, a energia eólica vem sendo adotada em larga escala no Brasil. Além disso, há o aproveitamento da energia solar, que pode ser feito através de células ou filmes fotovoltaicos ou por concentração térmica. Nos quadros a seguir (Quadro 2, Quadro 3, **Quadro 4** e Quadro 5), é possível observar uma síntese para cada uma dessas fontes geradoras (Hidroelétricas, Eólicas e Solares (Solar Fotovoltaica – PV, e Solar Térmica – CSP).

**Quadro 2: Síntese de opções de mitigação Hidroeletricidade**

Medida	CAPEX (US\$/GW)	OPEX (US\$/GW-ano)	Observação	Cenário
<b>Turbinas Hidrocinéticas</b>	5.761.000.000	115.220	Emissões evitadas: 1700,5 ktCO <sub>2</sub> /GW	Potencial Hidrocinético 2010-2050: 99,5 GW de potência instalada e 479,6 TWh de energia gerada
<b>Usinas Reversíveis</b>	2.650.000.000	53.000.000	Emissões evitadas: 639 ktCO <sub>2</sub> /GW	Valores baseados no Projeto Poraquê da Universidade de Brasília com a Eletronorte visando o desenvolvimento de uma máquina hidrocinética com potência nominal de 1 kW no rio Caraná para comunidades isoladas na Amazônia
<b>Repotenciação</b>	501.406.977	10.028.140	Emissões evitadas: 163,9 ktCO <sub>2</sub> /GW	Repotenciação leve em usinas hidroelétricas brasileiras

Fonte: Elaboração própria.

**Quadro 3: Síntese de opções de mitigação Eólica**

Medida	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW-ano)	Observação	Cenário
<b>Eólica Onshore</b>	2.430,50	48,61	Emissões evitadas <sup>14</sup> : 28.146,5 ktCO <sub>2</sub> /ano	O cenário de baixo carbono foi obtido a partir da estimativa do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura e considerando-se que, para a exploração deste potencial, são utilizados aerogeradores compatíveis com a melhor tecnologia disponível hoje para a extração de energia eólica a esta altura. O fator de capacidade médio para a fonte eólica a 100 metros é de 35% e a capacidade instalada por fonte pode atingir mais do que 26.000 MW.

Fonte: Elaboração própria.

<sup>14</sup> Para a obtenção do potencial de mitigação do setor eólico, por esse constituir uma fonte renovável e não-emissora, foi realizada uma estimativa do quanto esta tecnologia é capaz de abater em termos de emissões do grid elétrico nacional no período entre 2020 e 2050 em relação ao cenário-base, no qual não haveria qualquer esforço do setor energético brasileiro para mitigar as emissões de GEE, sendo, portanto, uma trajetória de menor custo, sem restrições associadas às emissões desses gases. Isto advém da lógica de que a fonte eólica já é uma medida de mitigação per se e, por isso, seu potencial de abatimento é mensurado a partir da capacidade e geração desta fonte que pode ser adicionada ao grid elétrico sob a ótica de adoção das melhores práticas disponíveis hoje no mercado. O ano de 2015 não foi considerado na estimativa de potencial de mitigação pelo fato de já possuir investimentos e *start-up* bem definidos, podendo ser considerado como um ano de investimentos já executados.

Quadro 4: Síntese opções de mitigação PV

Medida	CAPEX (US\$/kWp)	OPEX (US\$/kWp-ano)	Observação	Cenário
<b>Célula silício policristalino</b>	2.125	21,25	A eficiência nominal de um sistema FV foi estipulada em 16% para sistemas entrando em operação até 2020. Em e 2030, a eficiência sobe para 18% e a partir de 2040 para 21%, sendo este em 2014 o limite superior atingido em módulos comerciais de silício cristalino	Capacidades: região sul - 8768 MWp (irradiação baixa)/29392 MWp (irradiação média)/22796 MWp (irradiação alta); região sudeste - 6346 MWp (irradiação baixa)/26637 MWp (irradiação média)/32649 MWp (irradiação alta); região nordeste - 16116 MWp (irradiação baixa)/17452 MWp (irradiação média)/10104 MWp (irradiação alta); região centro-oeste - 10855 MWp (irradiação média)/24466 MWp (irradiação alta); região norte - 13026 MWp (irradiação baixa)/9853 MWp (irradiação média)

Fonte: Elaboração própria.

Quadro 5: Síntese de opções de mitigação CSP

Medida	CAPEX (US\$/kWe)	OPEX (US\$/kW/ano)	Cenário
<b>Cilindro Parabólico</b>	9538	190,76	Planta heliotérmica de cilindro parabólico, de 50 MWe e 7,5 h de armazenamento térmico
	9212	184,24	Usina de cilindro parabólico de 100 MWe, com 12 horas de armazenamento de calor em sistema de dois tanques usando sais fundidos, e sistema de back-up a gás natural cuja capacidade é inferior a 25% da potência nominal do bloco de potência
<b>Torre Solar</b>	10273	205,46	Usina de torre solar com potência de 30 MWe, com 12 horas de armazenamento de energia em um sistema ativo e direto
<b>Plantas Híbridas</b>	5000	100	Planta hibridizada com biomassa de 30 MW

Fonte: Elaboração própria.

No Quadro 6 encontra-se uma síntese das opções de mitigação para esse subsetor.

Quadro 6: Síntese de opções de mitigação T&amp;D

Medida	CAPEX	OPEX	Observação	Cenário
Sistemas de transmissão de ultra-alta tensão em corrente contínua	0,2 MM US\$/km	0,004 MM US\$/km-ano	600kV	Transmissão de 3.000 MW com 1.500 Km de comprimento usando cabos Joree e Trasher
	0,2 MM US\$/km	0,004 MM US\$/km-ano	800kV	
Sistemas de transmissão de ultra-alta tensão em corrente alternada	132,65 MM US\$/km	2,65 MM US\$/km-ano	500kV	Três linhas de transmissão para aproveitamento hidroelétrico da bacia do Rio Teles Pinto: de Parnaíta a Cláudia (300 km), de Cláudia a Paranatinga (350 km) e de Paratinga a Ribeirãozinho (350 km) totalizando 980 km
	232,41 MM US\$/km	4,65 MM US\$/km-ano	1200kV	

	Medida	CAPEX	OPEX	Observação	Cenário
	Tecnologia de Sincrofases	17,4 MM US\$	0,348 MM US\$/ano	Emissões evitadas: 380 ktCO <sub>2</sub>	Instalação acumulada prevista de 379 PMUs em 2050 no SIN
Distribuição	Centro de Medição/Medidores Inteligentes	10417,55 MM US\$	208,35 MM US\$/ano	Emissões evitadas: 1293 ktCO <sub>2</sub>	Instalação de 94,857 milhões de medidores

Fonte: Elaboração própria.

## 4 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS<sup>15</sup>

### 4.1 REFLEXÕES SOBRE O MODELO DE EXPANSÃO DA ENERGIA ELÉTRICA E A QUESTÃO CLIMÁTICA

A desregulamentação do setor de energia foi proposta no final da década de 1990 no Brasil, como solução para atrair os investimentos necessários à expansão da matriz elétrica. Acreditava-se que (i) o sinal de preços no mercado spot, (ii) a possibilidade de os consumidores de maior porte poderem escolher livremente os fornecedores, e (iii) as distribuidoras estarem sujeitas a limites mínimos de contratação de compra de energia seriam fatores suficientes para que a competição se estabelecesse de forma plena, impulsionando o desenvolvimento do setor elétrico.

A implementação do modelo não se deu conforme esperado. Questões associadas ao arranjo do ambiente institucional, às regras de comercialização e a dificuldades para conduzir o processo de privatizações são destaques nesse contexto. O racionamento de 2001/2002 foi determinante para motivar a primeira revisão no modelo de desregulamentação do setor. Assim, em 2004, o setor elétrico brasileiro passou por uma reforma em seu modelo de comercialização, aumentando a intervenção governamental nas decisões sobre investimentos e a intensidade de regulação. O processo de privatização das empresas geradoras federais foi formalmente interrompido e os **leilões de venda de energia nova e existente passaram a ser o vetor principal da expansão da oferta de energia.**

O modelo passou a valer-se de **diferentes modalidades de leilões**, como os de Energia de Reserva e os de Fontes Alternativas, empregados como **políticas de incentivo à expansão das fontes renováveis**. Como resultado, houve evidente **diversificação da matriz**, com destaque para o número

<sup>15</sup> A metodologia usada para o mapeamento das políticas setoriais existentes e a identificação e descrição de instrumentos de política encontra-se no Apêndice D.

de unidade eólicas. Entretanto, grande parte da capacidade instalada total ainda se concentra em empresas controladas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Para contribuir com a solução dos problemas relacionados à expansão da oferta, surgiram: (i) as termoeletricas emergenciais sob a gestão da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE); (ii) o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT), voltado para empreendimentos a gás natural; (iii) o Proinfa, programa gerido pela Eletrobrás para incentivar fontes renováveis (pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, centrais eólicas e termoeletricas a biomassa) de empreendimentos de menor porte e sem vínculos societários com grandes empresas do setor; e (iv) a ampliação do programa de descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para as fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada.

Sobre essas políticas públicas, o período decorrido desde a sua criação permite constatar que:

- a) **As termoeletricas da CBEE**, foram consideradas muito onerosas, tendo sido despachadas apenas em algumas poucas ocasiões. Porém o modelo de contratação pela disponibilidade, como remuneração fixa mensal ao gerador foi absorvido e adaptado alguns anos depois no âmbito dos leilões centralizados.
- b) **O PPT** foi criado antes da CBEE, mas algumas usinas acabaram sendo incluídas também como emergenciais, porque o modelo de remuneração ao gerador na CBEE não dependia de as operações do mercado estarem em dia.
- c) Algumas **termoeletricas do PPT** situadas na região Nordeste foram submetidas a testes pela ANEEL que comprovaram a indisponibilidade de gás natural para atender a geração nos níveis considerados no planejamento da operação do setor elétrico. Esse episódio teve como consequências medidas regulatórias de grande impacto, não apenas no segmento de geração a gás, mas também ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, alcançando os contratos de compra e venda de energia que haviam sido firmados entre empresas geradoras e distribuidoras controladas pelo mesmo grupo, em arranjo de *self-dealing*, permitido até então. A questão da disponibilidade do gás para a geração termoeletrica foi posta em evidência desde então, destacando-se como elemento sensível da expansão da matriz, mas não contando ainda com uma solução robusta.
- d) **O Proinfa** implantou um total de 131 empreendimentos – 52 eólicas, 60 PCHs e 19 térmicas a biomassa – financiadas pelos consumidores por meio de um adicional na TUST e TUSD, em troca do recebimento de quotas de energia associadas. Essa política funciona, portanto, como uma compra compulsória, e não como um subsídio cruzado.
- e) O programa de **descontos na TUST e TUSD para as fontes incentivadas** dinamizou as operações no mercado de energia, como pode ser constatado pela quantidade de novos consumidores especiais cadastrada na Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) nos últimos anos. A política configura-se por subsídios concedidos simultaneamente a

geradores e consumidores. Os descontos permitidos aos compradores da energia incentivada se convertem em margem que pode ser transferida em parte aos vendedores. Em 2016, o montante de subsídios superou R\$ 1,2 bilhões. Apesar dos resultados obtidos, a política de descontos para a energia incentivada tem sido criticada por **não fixar prazo para o benefício e por ser um subsídio cruzado e assimétrico, a ponto de gerar desequilíbrios na concorrência.**

Durante algum tempo, o modelo criado em 2004 foi capaz de estimular a expansão da oferta no setor elétrico brasileiro, mas, por uma série de razões, essa capacidade passou a ser comprometida. Em 2013 foram implementados ajustes no modelo setorial, por meio da Lei 12.783/2013 (convertida da MP 579/2012), com os objetivos de ampliar a competitividade do setor produtivo e contribuir para o aumento do nível de emprego e renda no Brasil a partir da redução de tarifas de energia elétrica. **Portanto, havia um problema relacionado ao elevado nível de preços que deveria ser enfrentado.**

Entre os ajustes implementados no modelo setorial em 2013, estava a possibilidade de as empresas do setor repactuarem as regras de exploração da concessão no contexto da renovação das outorgas. Neste caso, o risco de não entrega (produção) dos montantes de energia comercializados em contrato por usinas hidroelétricas “renovadas” passou a ser alocado às distribuidoras (compradoras), com garantia de repasse dos custos correspondentes às tarifas dos consumidores finais. O chamado “risco hidrológico” reflete a possibilidade de geradores hidroelétricos não produzirem toda a energia prevista, caso o período seco seja mais rigoroso que o esperado.

As medidas adotadas ajudaram a reduzir preços finais pelo lado da oferta do serviço, tendo sido possível alcançar, em 2013, redução média de 18% nas tarifas aplicadas aos consumidores finais. Contudo, esses resultados não se sustentaram e em 2014 a **hidrologia desfavorável**, refletida em um Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) muito elevado, foi associada à **posição descontratada das distribuidoras**, resultando em valores extremamente altos a serem pagos por essas empresas na liquidação na CCEE<sup>16</sup>. Isto é, montantes de energia previstos em contrato de venda de energia por usinas hidroelétricas “renovadas” não puderam ser produzidos em sua totalidade devido ao período seco mais rigoroso (risco hidrológico), impondo custos adicionais às distribuidoras repassados às tarifas dos consumidores finais.

---

<sup>16</sup> Cabe esclarecer que todas as negociações de compra e venda de energia – contratos – devem ser registradas na CCEE, assim como o consumo e a geração verificados dos agentes. O acerto entre posições de geração e consumo verificados, de um lado, e contratação, de outro, se dá então no âmbito da CCEE, que é responsável por contabilizar as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. As diferenças, positivas ou negativas são liquidadas no mercado de curto prazo, valoradas ao PLD. Esse parâmetro é determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o Custo Marginal de Operação (CMO) do subsistema. Assim, o PLD calculado pela CCEE de forma muito semelhante ao CMO.

Desde então, aspectos relativos ao **processo de formação de preços e à alocação e gestão de riscos** não foram tratados com a devida profundidade em uma **nova reforma setorial**. Em geral, as reformas em mercados de eletricidade não são realizadas em uma única oportunidade; ao contrário, podem demandar ajustes, como se observou no histórico brasileiro. Contudo, fatores como: (i) mudanças estruturais observadas na matriz; (ii) a penetração de novas tecnologias de geração e de gestão do consumo; e (iii) alguns resultados indesejados do próprio modelo aplicado nos últimos anos, têm ressaltado **a necessidade de um ajuste mais profundo**.

Todos estes fatores, além das frequentes intervenções no modelo para corrigir os desvios da concepção formalizada para o setor em 2004, quando se defendia um modelo fortemente regulado, com incentivos à oferta e à modicidade das tarifas, evidenciam **a necessidade de reavaliar** os objetivos centrais das políticas para o SEB. **Assim, a introdução de mecanismos de precificação de carbono deve ser inserida no contexto de uma reforma setorial mais ampla**, não apenas do setor elétrico, mas considerando as questões energéticas e sobre mudanças climáticas de forma integrada.

Um dos grandes desafios para se implementar uma reforma desta magnitude é contornar o forte poder de mercado do Grupo Eletrobrás e o conflito de interesses que pode emergir da posição do Governo Federal como controlador de grandes empresas de geração e simultaneamente formulador de políticas<sup>17</sup>.

## 4.2 TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Com relação aos segmentos de Transmissão e Distribuição, suas características de monopólio natural impõem que sejam submetidos a forte regulação para que o livre acesso aos sistemas seja garantido e para que existam condições mínimas à comercialização da energia.

No segmento de transmissão, a forma de precificação não tem se mostrado relevante para sinalizar os locais onde os empreendimentos de geração seriam desejáveis do ponto de vista do sistema. No entanto, tem-se a percepção de que a deficiência no sinal locacional da TUST (Tarifa de Uso da Transmissão) é uma questão menor quando comparada à falta de clareza no planejamento da expansão da matriz. Não há diretrizes sobre qual a composição pretendida, em termos de localização

---

<sup>17</sup> Em 24 de maio de 2015 a Comissão de Valores Mobiliários multou a União por ter votado em 2012 na Assembleia Geral da Eletrobrás que decidiu pela adesão às condicionantes da renovação das concessões. As condições para que as concessionárias tivessem os contratos renovados foram estabelecidas pela própria União, por meio da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783/2013. Conforme a Lei das Sociedades Anônimas, no caso de conflito de interesses o acionista fica impedido de votar. A relatora do processo na CVM destacou ainda que o voto da União na Assembleia foi contra os interesses da empresa, pois afetaria a lucratividade das concessões. <https://oglobo.globo.com/economia/cvm-multa-uniao-por-conflito-de-interesses-na-eletobras-16267496>

dos empreendimentos, ou com relação à capacidade de resposta aos comandos de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esses aspectos estão associados à composição das distintas fontes da matriz elétrica.

No segmento de distribuição, o modelo vigente, além de estabelecer os preços que podem ser cobrados junto aos mercados, prevê que a regulação deve disciplinar a forma como os recursos energéticos serão adquiridos (contratação em leilões centralizados, compras compulsórias de Itaipu, usinas nucleares, Proinfa, e geradoras que aderiram a renovação das concessões). O nível das tarifas tem se mostrado elevado, tanto por um aumento nos preços da produção da energia – que adicionou muitas usinas novas e aumentou a participação de termoelétricas na matriz – quanto pelo incremento de encargos setoriais e custos referentes a um conjunto de riscos que não podem ser geridos pelas distribuidoras de energia elétricas, tais como o risco hidrológico e riscos de eventuais exposições e sobrecontratações involuntárias.

Os tributos totais arrecadados nas faturas de energia elétrica passaram a incidir sobre uma base maior – tarifas mais caras – e tornaram-se ainda mais onerosos para os consumidores finais. Uma análise da evolução da receita aprovada pela ANEEL para fins tarifários nos últimos anos permite concluir que, **em termos relativos, os custos gerenciáveis pelas distribuidoras tiveram redução (uma queda da ordem de 20% desde 2003), enquanto os valores administrados pelos formuladores de políticas passaram a onerar mais as contas de energia dos consumidores finais.** Os tributos (que incidem também sobre encargos setoriais) corresponderam a quase 30% do valor das faturas de energia elétrica em 2016, ao passo que o valor retido pelas distribuidoras para cobrir CAPEX (*Capital Expenditure* - em português, despesas de capital) e OPEX (*Operational Expenditure* – em português, despesas operacionais) representou 17% do faturado no mesmo ano.

De modo geral, a qualidade dos serviços das empresas de distribuição está associada a dois indicadores relativos à continuidade do fornecimento: duração e frequência das interrupções. Muito embora as frequências de interrupção tenham sido reduzidas ao longo dos anos quando se observa um conjunto geral de dados, a duração média destas interrupções não tem alcançado os níveis esperados<sup>18</sup>. Isto pode sinalizar que a redução de CAPEX e OPEX reconhecidos na sequência de

---

<sup>18</sup> “O que se observa é uma tendência de piora, ou seja, as distribuidoras já atingiram há 10 anos indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) muito melhores que em 2014. Isso é inaceitável, ainda mais quando há uma melhoria da Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), resultando em uma elevação substancial na duração média das interrupções, o que denota ineficiência na gestão ou insuficiência de aplicação de recursos em operação e manutenção”

“... Ao invés de melhorar suas práticas, o que é obrigatório dado o avanço tecnológico e o nível de exigência cada vez maior dos consumidores, observa-se que grande parte das distribuidoras tem piorado sua performance de forma injustificada, e segue tentando responsabilizar a definição de limites realizada pela ANEEL pelo seu mau desempenho.” Trechos da Nota Técnica 335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

revisões tarifárias sob o regime de regulação por incentivos não tenha viabilizado investimentos necessários para a melhoria dos serviços de distribuição. **Este tipo de cenário, associado a tarifas elevadas, é desfavorável para a introdução de mais um componente de custo, caso a precificação de emissões de carbono seja assim representada.**

Acredita-se que quanto maior a satisfação com a qualidade no fornecimento de energia e a confiança na distribuidora, maior será a disposição a pagar pelos investimentos em melhorias nas redes. Portanto, a inclusão de precificação de emissões nas tarifas aplicadas pelas distribuidoras poderá demandar um período de adequação no ambiente regulatório, em que se incluiria um **novo patamar de qualidade** do fornecimento de energia elétrica e maiores **incentivos a investimentos em inovação**.

Na hipótese de evolução dos sistemas de distribuição para incorporar serviços de redes elétricas inteligentes, haverá necessidade de investimentos maciços, pressionando ainda mais os níveis tarifários praticados no Brasil. Em contrapartida, a implantação de redes elétricas inteligentes tem potencial para atenuar os altos custos da inovação, por meio da possibilidade de adaptar a produção, o controle da rede, o armazenamento e o consumo à volatilidade dos mercados de energia. **Nesse contexto, alinhado às políticas de redução de emissões, é conveniente avaliar os mecanismos de incentivo à inovação, dado que a regulação por *price-cap* não forma ambiente favorável.** Alternativamente, poderá ser considerada uma ampliação no *lag* tarifário, que poderia conferir maior estabilidade e segurança de retorno para os investidores, favorecer a financiabilidade das empresas e tornar o cenário mais propício para a inovação nas redes.

No que diz respeito à geração distribuída, apenas em 2015 foram atenuadas as barreiras à expansão. Até então, as barreiras colocadas à micro e minigeração estiveram associadas à dificuldade na cobrança pelo uso do sistema elétrico, à incidência de tributos e aos procedimentos necessários para operar, controlar e proteger as redes sob gestão das empresas distribuidoras. Em 2015, foi consolidado o entendimento de que o PIS, o COFINS e o ICMS deverão incidir apenas sobre o valor líquido do consumo (deduzido da auto-geração).

Apesar dos avanços recentes, o modelo para introdução da geração distribuída pode demandar ajustes no desenho das tarifas praticadas pelas empresas de distribuição. Isto porque as tarifas binômias – aquelas em que a cobrança pela disponibilidade da rede é feita de forma independente do consumo medido – não alcançam a baixa tensão, onde se concentra a maior parte dos consumidores geradores. As tarifas monômias – nas quais a cobrança por custos fixos da rede e despesas com energia elétrica consumida são cobrados de acordo com a medição – são prejudiciais às distribuidoras, porque seus ganhos permanecem vinculados à venda de kWh e não aos serviços de redes, como deveria ser.

### 4.3 O ARRANJO INSTITUCIONAL

O arranjo institucional que se formou na década de 1990 passou a contar com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que incorporou as

atribuições do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE)<sup>19</sup>. O Operador Nacional do Sistema Elétrico encarregou-se das atividades de operação e do planejamento de médio prazo, em especial das linhas e reforços necessários nos sistemas de transmissão, tratados anteriormente no âmbito do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), coordenado pela Eletrobrás. O planejamento da expansão de longo prazo deixou de ser determinativo, assumindo um papel de indicar metas flexíveis e alinhadas com as políticas públicas de desenvolvimento energéticos. Desde 2004 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia, tem a função de elaborar estudos e pesquisas para dar suporte ao planejamento da expansão do setor energético nacional.

#### 4.4 VISÃO GERAL DA OPERAÇÃO E USO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS

O planejamento da operação do sistema elétrico realizado pelo ONS visa à minimização dos custos de suprimento, compostos principalmente por gastos com combustíveis e demais custos associados a um eventual déficit. **Não existe nesse modelo qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer penalização ou mecanismo que iniba o uso de fontes mais poluentes.**

Em novembro de 2016, uma mudança no dispositivo legal que trata dos elementos que devem ser considerados na operação determinou que o ONS passe a considerar cargas interruptíveis. Muito embora esse mecanismo não seja muito abrangente, ele é um sinal positivo na medida que passa a **considerar a carga** de alguns consumidores no conjunto de variáveis que podem **flexibilizar a operação, contribuindo para a melhor utilização dos recursos energéticos e possivelmente para a redução de emissões.**

#### 4.5 O MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

Todas as negociações – contratos – devem ser registrados na CCEE, assim como o consumo e a geração dos agentes. Os contratos que estão associados às fontes incentivadas recebem uma sinalização, ou um *flag*, para que os consumidores especiais possam fazer jus aos descontos tarifários. No entanto, essa diferenciação de contratos não se estende ao mercado cativo (que representou 75% do consumo em 2016). **Ainda assim, a experiência existente em tornar operacional a diferenciação das fontes de energia comercializadas poderá ser útil no desenho de mecanismos de precificação de carbono.**

---

<sup>19</sup> O DNAE foi criado pelo Decreto n 4.904, de 16 de dezembro de 1965, subordinado ao Ministério de Minas e Energia e tinha como atribuição promover e desenvolver a produção de energia elétrica, bem como assegurar a execução do código de águas e leis subsequentes.

## 4.6 O PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DA ENERGIA NO CURTO PRAZO

A operação do Sistema Interligado Nacional é feita pelo ONS, que utiliza modelos de otimização para obter o plano de curto e médio prazo das decisões de despacho do parque gerador. As simulações da operação visam a obter a operação menos onerosa, para diversos cenários de vazões, permitindo o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO representa uma medida da sensibilidade do custo ótimo da operação à carga, para um determinado instante (semana, mês) e em determinado cenário (hidrologia). Em muitos mercados, o CMO é tomado diretamente como o preço da energia no mercado *spot*. No caso brasileiro, o CMO é recalculado semanalmente no âmbito da CCEE, que inclui limites regulatórios mínimos e máximos, e também elimina algumas restrições operativas. Este recálculo do CMO com ajustes forma o preço de liquidação das diferenças (PLD) utilizado para valorar as posições descontratadas dos agentes no mercado de curto prazo.

## 4.7 FUNDOS SETORIAIS, SUBSÍDIOS E TRIBUTAÇÃO

O setor elétrico, pelo seu porte e essencialidade, tornou-se uma importante fonte de arrecadação fiscal, mas tem sido criticado especialmente pelos setores produtivos, que demandam ações reais de monitoramento da aplicação de todos os encargos setoriais. Defende-se que a competitividade da economia nacional dependerá da desoneração das tarifas.

Dez encargos setoriais merecem destaque na cadeia de valor do Setor Elétrico. O Quadro 7 a seguir traz uma breve descrição dos objetivos e forma de incidência de cada um deles.

**Quadro 7: Resumo dos Encargos Setoriais, Objetivos e formas de incidências**

Encargo	Objetivo	Incidência
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC  (Incorporado à CDE)	Subsidiar os combustíveis fósseis utilizados para atendimento do consumo nos sistemas elétricos isolados na Região Amazônica.  Contempla a possibilidade de sub-rogação do benefício para linhas de transmissão e para a geração de energia a partir de fonte hídrica, eólica, solar, biomassa e gás natural, que venham a substituir ou evitar custo atual e futuro de geração termoeletrica subsidiada pela CCC.	A Eletrobrás atua como responsável por apurar os custos necessários à geração nas usinas beneficiadas pelo programa, enquanto a ANEEL fixa e monitora os valores a serem recolhidos via tarifas aplicadas aos consumidores de todo o país.
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	i. Competitividade da energia produzida a partir de fontes renováveis; ii. Universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; e iii. Modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda  A partir de 2013, novas finalidades foram atribuídas à CDE, como equalização dos subsídios tarifários, custeio da geração	Paga por Consumidores Livres e Cativos, exceto aqueles de baixa renda. O principal veículo de arrecadação é a TUSD, mas também há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam a CDE por meio da TUST.  A conta da CDE é também abastecida por dos pagamentos anuais realizados a título de Uso

Encargo	Objetivo	Incidência
	termoelétrica nos sistemas isolados, indenizações de concessões revertidas.	de Bem Público – UBP; e (ii) das multas aplicadas pela ANEEL
Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidroelétricas.	Paga por Consumidores Livres e Cativos, exceto os de baixa renda. O principal veículo de arrecadação é a TUSD (Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição). Há grandes indústrias conectadas à Rede Básica que pagam o Proinfa por meio da TUST (Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão). As distribuidoras e também consumidores livres recebem uma cota de energia do programa, que pode ser utilizada como um contrato de energia no atendimento ao consumo.
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia	Paga apenas por agentes de geração ou por algumas distribuidoras que puderam manter ativos próprios de geração.
Encargos de Serviços do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER	Cobrir custos associados a confiabilidade do sistema não cobertos pelo PLD. Tipos de ESS: Restrição de Transmissão, Serviços Ancilares, Despachos excepcionais aos resultados dos modelos Newave e Decomp por decisão política para aumento da segurança energética. Além destes há o EER, para cobrir custos de geração de empreendimentos contratados em Leilões específicos, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários.	Pagos por meio da Tarifa Regulada de Energia (TE) de consumidores cativos, e os consumidores livres pagam o encargo diretamente na contabilização mensal da CCEE.  Para situações de segurança energética, os geradores também devem pagar parte do ESS porém esta parte está sub judice desde 2013.
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	Custear o funcionamento da ANEEL no exercício das suas atividades de fiscalização e regulação econômica.	Incide nas tarifas de consumidores livres e cativos e também é recolhida junto a agentes de geração
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	Incide nas tarifas reguladas de distribuição e transmissão, mas também há obrigação de recolhimento por parte dos geradores (salvo algumas exceções tais como fontes renováveis e de menor porte). Nas concessionárias de distribuição este valor corresponde a 1% da receita operacional líquida.
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico	Incide nas tarifas de consumidores livres e cativos e também é recolhida junto a agentes de geração

Fonte: Elaboração própria.

### 4.7.1 DESTAQUES SOBRE MECANISMOS DE SUB-ROGAÇÃO

Trata-se de um arranjo que visa a realocar os incentivos das fontes fósseis para recursos renováveis, como alternativa de reduzir a dependência da geração a óleo diesel e óleo combustível nos sistemas isolados na região amazônica. No caso da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) (veja Quadro 7), o mecanismo prevê a possibilidade de que empreendimentos de geração hidráulica instalados nos Sistema Isolados sejam beneficiados com recursos da CCC, observado o limite de 75% do valor do empreendimento. Esta possibilidade de sub-rogação de recursos se estende para geração por fonte eólica, solar, biomassa e gás natural, mas também se aplica a linhas de transmissão que venham a substituir ou evitar custo atual e futuro de geração termoelétrica subsidiada.

O modelo da sub-rogação incluído na CCC pode ser avaliado sob a ótica de buscar insumos para a o desenho de mecanismo mitigação de emissões, ainda que isso represente momentaneamente um aumento de despesas ou aumento de custo por período determinado.

### 4.7.2 ENCARGOS DE SERVIÇOS DOS SISTEMAS

O Encargo de Serviços do Sistema (ESS) representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema para o atendimento da carga. Tal custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços.

Em tese, o ESS deveria existir somente para cobrir despachos de urgência, não previstos na programação da operação e no cálculo do PLD correspondente. Assim, o ESS deveria ocorrer apenas por eventuais e repentinas restrições nos sistemas, caracterizando-se assim como um custo de segurança elétrica. Contudo, o encargo passou a ser aplicado como veículo de arrecadação de recursos para cobrir custos inerentes a um maior grau de segurança energética, possivelmente em razão de cenários desconfortáveis de oferta hídrica<sup>20</sup>. **Isto teve como efeito prático direcionar recursos para geradores termoelétricos, que deslocam a geração hidroelétrica.**

### 4.7.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS: DE SINAL ECONÔMICO A ENCARGO SETORIAL

No âmbito da regulação da ANEEL, a forma de se calcular as tarifas também passou por mudanças importantes a partir do início de 2012, quando foi aprovado o sistema de bandeiras (verde, amarela e vermelha) que deveria indicar por meio das faturas mensais recebidas pelos consumidores a situação

---

<sup>20</sup> O presente relatório não quantifica como a hidrologia pode se mostrar alterada em função das mudanças climáticas, mas buscou apresentar uma visão crítica do arcabouço legal e regulatório, pontuando eventuais necessidades de ajustes no modelo setorial em vigor que poderão configurar oportunidades para a conciliação das políticas para o clima com aquelas específicas do setor elétrico. No que diz respeito aos custos decorrentes de hidrologias desfavoráveis, conforme conclusões do relatório, o diagnóstico aponta que haverá elevação de preços de um modo geral, refletindo-se nos valores de PLD, Encargos Setoriais e Tarifas, impactando todos os agentes da cadeia de valor do Setor Elétrico.

da oferta conjuntural. O mecanismo tinha a finalidade de substituir o sistema de diferenciação das tarifas de energia por período do ano, que eram mais elevadas nos meses mais secos.

Ocorre que o sistema de bandeiras modificado em 2015 passou a ser operacionalizado como mais um encargo setorial. Com isso, o valor das bandeiras deixou de representar o custo do despacho térmico iminente, e passou a ser estabelecido com base na expectativa de custos das empresas que fazem jus ao recebimento dos valores. O conceito original do sistema de Bandeiras Tarifárias foi uma iniciativa de permitir aos consumidores uma resposta mais rápida aos sinais de preços.

#### 4.7.4 QUADRO GERAL DA CARGA TRIBUTÁRIA E INCIDÊNCIA DE ENCARGOS NA CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico é um dos setores mais tributados da economia brasileira, possivelmente em razão da alta produtividade na cobrança dos impostos e do fato de possuir bases de incidência amplas, sólidas e de fácil fiscalização. A participação de encargos e tributos sobre o faturamento feito aos consumidores finais atingiu o ápice em 2015, quando representaram 46% da receita de fornecimento das empresas de distribuição. Em um estudo aplicado numa amostra de 45% das empresas de Geração, Transmissão e Distribuição (GTD), foi apurado que a carga tributária consolidada de encargos e tributos atingiu em 2015 o patamar de 51,64% do total da receita bruta operacional das empresas que compõem a amostra (Instituto Acende Brasil, 2016).

A CDE é, atualmente, o encargo setorial mais relevante em termos de recursos financeiros, tendo recolhido dos agentes em 2015 mais R\$ 22 bilhões e em 2016 mais de R\$ 18 bilhões. Nos primeiros anos após implementada a CDE, em 2003, sua arrecadação destinou-se, majoritariamente, para o financiamento do Programa Luz para Todos, universalizando o acesso, e também para o subsídio ao consumo da população de baixa renda. Modificado em 2013, o encargo (i) incorporou os compromissos remanescentes do subsídio à geração termoeletrica nos Sistema Isolados, antes sob o encargo da CCC; (ii) foi utilizado para indenizar ativos de concessões revertidos à União; (iii) passou a recompor as receitas das distribuidoras em face dos subsídios tarifários das diferentes classes de consumo, entre outras.

Entre as políticas públicas que contribuíram para estimular a expansão do setor elétrico está o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (**REIDI**), regime especial de renúncia fiscal sob determinadas condições. Há suspensão da exigência de recolhimento do PIS/PASEP e COFINS, incidentes sobre a venda de bens ou materiais de construção adquiridos pelas empresas de infraestrutura habilitadas. A expansão do parque gerador de energia coincide com o período de vigência do REIDI, mas é difícil quantificar exatamente os benefícios fiscais decorrentes dessa política. De toda forma, foi possível apurar que até março de 2017 foram habilitados 1200 empreendimentos de geração, dos quais 710 Eólicas e 200 PCHs.

#### 4.7.5 ESTRUTURA DE REMUNERAÇÃO DOS AGENTES NA CADEIA DE VALOR DO SETOR ELÉTRICO E LINHAS DE FINANCIAMENTO

A taxa de remuneração teórica das empresas de Distribuição e de Transmissão é fixada no âmbito da regulação, dado que estes segmentos são monopólios naturais. Nesse sentido, as taxas de remuneração estabelecidas são aplicadas sobre a base de ativos das empresas a fim de se obter o valor a ser repassado às tarifas. Embora o custo de capital praticado pelas empresas reguladas dependa das alternativas de financiamento acessadas no contexto de cada projeto, o valor reconhecido para fins de repasse às tarifas fixadas pela ANEEL é definido com base na metodologia do *Weighted Average Cost of Capital* (WACC – em português, Custo Ponderado Médio do Capital), em combinação com o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM – em português, Modelo de Precificação de Ativos Financeiros).

No que diz respeito às empresas de geração, o custo de capital fixado no âmbito regulação aplica-se exclusivamente às concessões sob regime de cotas. Estes agentes possuem características consideradas distintas da percepção de risco da economia como um todo. Isso porque o modelo de regulação aplicado a eles é próximo ao *revenue cap* – regulação caracterizada pelo estabelecimento de limite de receita, marcado por altos incentivos à redução de custos. O principal risco da geradora sob estas condições é a perda de parte da receita por desempenho médio abaixo do esperado. Inclusive o risco de inadimplência e riscos hidrológicos são alocados diretamente às distribuidoras compradoras, acentuando a diferença entre os demais geradores que devem atuar no mercado com maior gestão sobre os riscos do próprio negócio.

Para além dos valores teóricos referentes à remuneração de investimentos no setor elétrico, existe a situação real de captação destas empresas. De modo geral, o BNDES tem sido o principal agente de financiamento dos investimentos no setor elétrico brasileiro. As linhas de crédito e as condições financeiras atualmente disponíveis estão destacados no Quadro 8 abaixo:

**Quadro 8: Principais Linhas de Crédito do BNDES e Condições de Financiamento para o setor elétrico**

Segmentos	Participação Itens Financiáveis	Custo*	Amortização	
			Sistema	Prazo
Eficiência Energética	80%	TJLP	SAC	Conforme Projeto
Solar	80%			20 anos
Eólica	70%			16 anos
Demais Fontes Alternativas	70%			20 anos
Hidrelétricas maiores que 30MW	50%			20 anos
Térmicas Gás Natural Ciclo Combinado	50%			16 anos
Transmissão	80%	IPCA	PRICE	20 anos
Distribuição	50%	50% TJLP 50% IPCA	SAC	6 anos

\* Soma-se o Spread Básico de 1,7% a.a e Spread de risco (0,4% a 3,37% a.a)

Fonte: BNDES

## 4.8 PRINCIPAIS POLÍTICAS PÚBLICAS DO SETOR ELÉTRICO E SEUS MECANISMOS

Apresentam-se, a seguir (Quadro 9), as principais informações referentes às políticas setoriais, seus objetivos e mecanismos de implementação.

**Quadro 9 - Principais políticas públicas para o setor elétrico e seus mecanismos**

Política	Objetivos	Mecanismos
Expansão do Parque Gerador	Atender o crescimento do consumo de energia elétrica	Leilões Centralizados
		Sobrecontratação
		REIDI
Segurança / Diversificação da Matriz	Reduzir riscos da dependência hidrológica	Expansão do Gás
		Geração Distribuída
		Incentivos Fiscais para aquisição de combustíveis Gás Natural, GNL, Carvão Mineral e Nucleares
Renováveis	Ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte	PROINFA
		Descontos nas Tarifas para Fontes Incentivadas
		Leilões de Reserva
		Leilões de Fontes Alternativas
Modicidade	Alcançar preços baixos, ou próximos do custo, para vendedores e compradores	Regulação por <i>Price-Cap</i> na Distribuição
		Despacho de usinas por Ordem de Mérito
		Bandeira Tarifária

Política	Objetivos	Mecanismos
Eficiência Energética	Racionalizar a expansão do parque gerador	Programas de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D)
Equidade Tarifária	Evitar que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em algumas áreas ou em um grupo específico de consumidores	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Fonte: Elaboração própria.

## 5 CONCLUSÕES

Os capítulos anteriores apresentaram um amplo diagnóstico do setor de energia elétrica brasileiro, abrangendo aspectos de sua organização setorial, de suas emissões e potenciais de abatimento, das políticas setoriais e de seus instrumentos. As partir destes estudos são apresentadas as conclusões a seguir.

### 5.1 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor elétrico como um todo representou, em média, 2,2% do valor da produção brasileira de 2010 a 2014. Em relação ao valor adicionado, porém, a máxima parcela alcançada pelo setor nesse período foi de 2,1% em 2010, apresentando tendência decrescente a partir de então e chegando a 1,1% do valor agregado da economia brasileira em 2014. Provavelmente, essa menor representação decorre da política de desoneração das tarifas iniciada com a MP nº 579/2012, que o teve o efeito de reduzir o valor adicionado em 2013. Contudo, a desoneração não se deu em bases sustentáveis e tal situação, associada ao baixo regime de chuvas no país entre 2012 e 2014, agravou os problemas enfrentados pelo setor. Por isso, as tarifas passaram por revisões extraordinárias em 2015, o que elevou os níveis de preços e, possivelmente, contribuiu para a recuperação da representatividade do setor em termos de valor adicionado.

Em relação ao poder de mercado das atividades do setor de energia elétrica, há concentração relevante no subsetor de Geração, verificada em termos de potência instalada. As dez maiores empresas são responsáveis por aproximadamente 46% da capacidade instalada, sendo quatro delas grandes geradoras hidroelétricas pertencentes ao Grupo Eletrobrás. Já no subsetor de Distribuição, observou-se que as dez maiores empresas concentram cerca de 58% do total da receita. Importa observar também que o subsetor de Distribuição se caracteriza por serviços prestados sob a condição de monopólio natural. Dada a relevância dos subsetores de Geração e Distribuição, pode-se concluir que o setor elétrico, como um todo, constitui um setor relativamente concentrado.

Essa conclusão apresenta implicações importantes para o desenho de instrumentos de precificação de carbono no setor elétrico. Por um lado, setores mais concentrados têm, em geral, maior capacidade de repasse dos custos associados ao preço de carbono ao longo da cadeia – na hipótese de existência dessa possibilidade do ponto de vista regulatório –, reduzindo potenciais impactos negativos sobre as empresas reguladas<sup>21</sup>. No caso do setor elétrico brasileiro, a transmissão do sinal de preços ao

---

<sup>21</sup> Cabe destacar dentre os impactos negativos sobre as empresas reguladas, em especial as Distribuidoras, está um problema associado ao fluxo de caixa (defasado) inerente ao processo de repasse de custos na cadeia do setor. Nesse sentido, o desenho de mecanismos de alocação de custos deverá considerar que existem um impacto relacionado à defasagem temporal entre o pagamento dos encargos de carbono pela empresa e a restituição deste valor através da tarifa de energia.

consumidor final poderia acarretar impactos distributivos relevantes, em especial se considerados os clientes da baixa tensão. Nesse caso, mecanismos que busquem atenuar tais efeitos indesejados devem ser concebidos como parte do desenho do instrumento de precificação de carbono.

A *proxy* para a margem de lucro no setor elétrico brasileiro indica um poder de mercado superior à média dos setores da economia no período analisado. Deste modo, na hipótese de aplicação de um preço sobre as emissões de gases de efeito estufa no setor, espera-se que o setor apresente relativa facilidade em absorver os custos ou, devido ao seu poder de mercado – também evidenciado pelo grau de concentração do setor –, a repassar tais custos aos consumidores. A parcela da tarifa que não corresponde ao repasse dos custos de geração e transmissão, que é regulada pela ANEEL e que efetivamente se converte em receita para a distribuidora de energia elétrica, tem sido menor a cada ciclo tarifário. Essa tendência de queda da margem de lucro na distribuição pode adicionar informações relevantes a esta análise.

O trabalho evidenciou também alto encadeamento do setor de energia elétrica com outros setores. Por meio do cálculo dos Índices de Rasmussen-Hirschman, foram obtidos resultados maiores do que um, o que pode ser entendido como um poder de encadeamento do setor elétrico mais elevado que a média dos setores da economia.

Desse modo, conclui-se que, por o setor elétrico apresentar um encadeamento acima da média em relação aos demais setores da economia – principalmente em termos de ligação para frente –, um instrumento de precificação de carbono aplicado a esse setor teria seus efeitos possivelmente expandidos a outros setores. De forma similar, preços de carbono aplicados aos setores que fornecem insumos para o setor de energia elétrica – notadamente o setor de combustíveis – potencialmente também teriam impactos relevantes sobre esse setor. Enfim, por fornecer um insumo fundamental à atividade de diversos setores da economia, o setor elétrico tem o poder de influenciar decisões de investimento direcionadas à descarbonização da economia, alavancadas pela eventual existência de um preço para o carbono emitido.

## 5.2 CARACTERIZAÇÃO TECNOLÓGICA E ANÁLISE DE PERFIL DE EMISSÕES

Em relação à caracterização tecnológica do setor, o documento abordou aspectos de geração de diferentes fontes energéticas, incluindo tópicos como a caracterização da atividade relacionada a cada fonte, as emissões estimadas, o potencial de redução de emissão por novas tecnologias, entre outros.

A Tabela 4, adaptada do relatório “Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris<sup>1</sup>” (MCTIC, 2017), e elaborada a partir dos resultados de uma modelagem integrada de cenários de mitigação de emissões de GEE, apresenta os potenciais de redução de emissões do setor elétrico para diferentes cenários de precificação de carbono em 2025 e em 2030. No quadro, REF refere-se ao cenário de referência, no qual são levadas em consideração as metas estabelecidas por políticas públicas, acordos e planos setoriais. BC0 refere-se ao cenário de

baixo carbono no qual não há sinal de preço para as emissões, porém as melhores tecnologias disponíveis (MTD), do tipo *no regret*<sup>22</sup>, para mitigação das emissões são aplicadas. Enquanto que BC10 refere-se ao cenário de baixo carbono que abrange não só as medidas consideradas no BC0, como também há um sinal de preço, US\$ 10/tCO<sub>2</sub>, no caso, para as emissões, viabilizando a implementação de opções de mitigação adicionais.

**Tabela 4: Cenários e potenciais de redução de emissões do Setor Elétrico em 2025 e 2030**

Ano	Emissões de GEE (MtCO <sub>2</sub> e)			Mitigação das emissões de GEE (MtCO <sub>2</sub> e evitados)		Variação das emissões de GEE (%)	
	REF	BC0	BC10	REF - BC0	REF - BC10	(BC0 - REF)/REF	(BC10 - REF)/REF
2025	49,4	47,6	25,3	1,8	24,1	-3,6%	-48,8%
2030	53,2	52,3	27,2	0,9	26,0	-1,7%	-48,9%

Fonte: MCTIC, 2017. Elaboração própria.

É possível perceber que a aplicação das MDT do tipo *no regret*, isoladamente ou em conjunto com o estabelecimento de um preço para o carbono emitido no setor, levaria a uma redução das emissões em relação ao cenário de referência. No BC0, aquela redução seria de, aproximadamente, 4% em 2025 e 2% em 2030 no BC0. Notoriamente mais significativa é, ainda, a redução proporcionada pela introdução de um preço de US\$ 10/tCO<sub>2</sub>e emitido. Tal medida (BC10) teria o potencial de mitigação de, aproximadamente, 50% em relação ao cenário de referência nos dois anos (2025 e 2030). Vale ressaltar que, para o setor elétrico, estão incluídas entre as MTDs relevantes a substituição de térmicas a carvão por biomassa e cogeração a bagaço, com um potencial de mitigação de 23,1 MtCO<sub>2</sub>e no cenário BC10 em 2030 e um custo total<sup>23</sup> de 2.631,18 US\$ milhões; e a repotenciação de usinas hidroelétricas, com um potencial de mitigação de 2,9 MtCO<sub>2</sub>e também no cenário BC10 em 2030, e um custo total de 145,8 US\$ milhões (MCTIC, 2017).

Entretanto, a concretização de um desses cenários pressupõe a superação de alguns obstáculos, que abrangem aspectos regulatórios, econômicos e técnicos. Podem ser mencionados, como exemplos, a demanda por mão-de-obra capacitada e a necessidade de investimentos iniciais consideráveis para a implementação e adoção de determinadas MTDs, além da necessidade de revisão e/ou introdução de políticas. Em relação à substituição de térmicas a carvão por biomassa, algumas barreiras à implementação dessa medida incluem, por exemplo, a baixa competitividade da biomassa em relação ao carvão importado, além do desconhecimento da opção de cogeração com o bagaço. No que diz respeito à repotenciação de usinas hidroelétricas, por sua vez, seria importante a realização de estudos

<sup>22</sup> São viáveis economicamente ao longo de sua vida útil, porém, não são implementadas em decorrência de outras barreiras (tecnológicas, comportamentais, regulatórias etc).

<sup>23</sup> Custo total, medido em milhões de dólares, para implementação das medidas do cenário BC10 até 2030.

que avaliassem os impactos para o consumidor e para as redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, a fim de se avaliar os benefícios e/ou prejuízos que tal medida pode provocar. Seria importante, além disso, a existência de uma legislação para incentivar a repotenciação, por meio da criação de leilões de energia específicos para usinas repotenciadas e por meio da remuneração dessas usinas por potência adicionada, por exemplo.

Destaca-se ainda um aspecto relevante sobre a representação das fontes intermitentes. Apesar deste relatório pretender produzir um diagnóstico que aponte onde existem distorções, em especial aquelas que dizem respeito à alocação de custos, visando a avançar em uma avaliação sobre a pertinência de mecanismos de precificação de carbono para reduzir emissões geradas pelo setor elétrico no Brasil, o diagnóstico destaca alguns aspectos das políticas de incentivo para fontes renováveis, onde se inserem algumas das fontes intermitentes. Portanto, embora este relatório ainda não tenha o propósito de apresentar análises sobre o impacto em custo que seria transferido aos setores econômicos no caso da precificação de carbono, ele aponta aspectos presentes da alocação de custos, para que se possa avançar em uma avaliação sobre a pertinência de mecanismos de precificação de carbono para reduzir emissões geradas pelo setor elétrico no Brasil. A alocação de custos e efeitos de possíveis mecanismos de precificação do carbono no setor de energia são tratados nos relatórios seguintes do projeto PMR.

### 5.3 MAPEAMENTO DE POLÍTICAS E INSTRUMENTOS SETORIAIS

É possível sintetizar os objetivos de políticas do setor elétrico no Brasil nos seguintes pontos: (1) promover a expansão do parque gerador a fim de atender ao crescimento do consumo de energia elétrica; (2) promover a segurança energética e a diversificação da matriz com vistas a reduzir riscos da dependência hidrológica; (3) ampliar a participação de fontes renováveis de menor porte na matriz; (4) alcançar a modicidade tarifária, isto é, atingir preços próximos do custo para vendedores e compradores; (5) promover a eficiência energética e, assim, racionalizar a expansão do parque gerador; e (6) alcançar a equidade tarifária, evitando que os efeitos negativos dos subsídios cruzados se concentrem em áreas ou grupos específicos de consumidores. Buscou-se também apontar quais são os principais instrumentos utilizados para a promoção desses objetivos de políticas.

Em princípio, o estudo do arcabouço regulatório do setor elétrico permite concluir que alguns dos objetivos das políticas não têm sido alcançados de forma satisfatória. Nesse contexto, acredita-se que o propósito de compreender os efeitos da introdução de mecanismos de precificação de carbono sobre as políticas setoriais existentes pode ficar comprometido, especialmente pela inadequação dos instrumentos em vigor.

Assim, entende-se que a introdução de mecanismos de precificação de carbono deve estar inserida em uma reforma setorial mais ampla, não apenas do setor elétrico, mas considerando as questões energéticas e relacionadas às mudanças climáticas de forma integrada. Nesse contexto, e na presença de um arcabouço adequado, a introdução de um sinal de preços sobre as emissões de GEE poderia,

então, influenciar o setor elétrico por duas vias: agindo sobre a matriz existente e, sobretudo, garantindo que sua expansão se dê na direção de uma economia de baixo carbono.

Em relação à operação e despacho dos recursos energéticos disponíveis no SIN, o parque instalado e o arcabouço institucional existentes apresentam possibilidades limitadas de abatimento de emissões caso seja implantado um instrumento de precificação de carbono. Não há, atualmente, qualquer componente associado às emissões de GEE ou qualquer espécie de penalização ou mecanismos que inibam o uso de fontes mais poluentes. Embora o volume de emissões não seja considerado de forma explícita, a lógica da operação prevê hidrologias futuras e faz uso de termoelétricas de forma antecipada. Isso representa a opção de fazer uso de termoelétricas (levando à emissão de GEE) para guardar água no presente, como estratégia para evitar maior volume de geração termoelétrica (com custos mais elevados) no futuro.

Nesse contexto, uma das questões mais importantes a serem consideradas é que a decisão de acionamento das usinas cabe ao operador central e não ao gerador. Não existe um sistema de oferta de preços, por meio do qual os agentes geradores possam declarar a intenção de geração associada a determinado nível de preços, o que prejudica a capacidade de sinalizar o custo das emissões. Dito de outra forma, é difícil impor custo de emissões ao gerador que não terá capacidade de reagir a esse custo, ou não poderá reduzir sua geração porque a decisão sobre a quantidade de energia a ser produzida em sua planta cabe ao operador central. Para que fosse viabilizada, essa capacidade de resposta demandaria, portanto, a definição de outra forma de despacho.

Em tese, a decisão do operador central considera uma ordem de mérito formada por Custos Variáveis Unitários (CVU), que representam o custo do combustível para cada MWh gerado. Uma forma viável de precificar as externalidades do uso das fontes fósseis seria adicionar ao CVU o custo de emissões por MWh gerado em cada uma das usinas da ordem de mérito utilizada no modelo de despacho centralizado. Nesse caso, o custo das emissões passaria a ser considerado na decisão do operador central, porém os sinais provenientes de um suposto preço de carbono deveriam ser consistentemente transmitidos ao longo da cadeia do setor elétrico, a fim de prover aos consumidores incentivos reais para mudanças de comportamento (redução do consumo ou sua realocação para outros horários). Seria necessário, para isso, a alteração do processo de formação de preços, buscando conferir dinamicidade às tarifas.

De modo geral, no segmento de Distribuição, o nível das tarifas tem se mostrado elevado, tanto pelo aumento nos preços da produção da energia, quanto pelo incremento dos encargos setoriais. Os tributos totais arrecadados passaram então a incidir sobre uma base maior – tarifas mais caras – e se tornaram ainda mais onerosos para os consumidores finais. Além disso, os problemas observados pela ANEEL em relação à evolução de indicadores de qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras podem ser entendidos como uma consequência do insucesso das revisões tarifárias e da regulação em viabilizar os investimentos necessários para a melhoria dos serviços de distribuição. Sendo assim, a degradação da qualidade associada a tarifas elevadas é desfavorável para a introdução de mais um

componente de custo, caso as emissões de carbono sejam assim representadas. Ainda, no âmbito da distribuição, a baixa capacidade de investir na modernização das redes poderá representar um risco ao sucesso de medidas orientadas para expansão da micro e mini-geração distribuída, sendo estas um fator importante para o sucesso das políticas de redução de emissões no setor elétrico.

Considera-se que, dada a expectativa de crescimento do consumo de eletricidade no Brasil e a já constatada necessidade de uma reforma ampla no setor elétrico brasileiro, a expansão da matriz elétrica apresenta-se como a principal via para a descarbonização do setor, independentemente da opção pela atribuição de um preço ao carbono. O planejamento energético com vistas à contenção do crescimento das emissões demandaria, por exemplo, medidas como a inclusão das emissões de GEE como atributo para contratação de novos parques geradores.

Deve-se reconhecer, finalmente, que, em função das características setoriais avaliadas ao longo deste estudo – sobretudo o perfil de emissões da matriz elétrica brasileira – e do atual contexto que caracteriza o setor elétrico brasileiro, as considerações sobre a possível implementação de um preço sobre o carbono associado à eletricidade devem ser acompanhadas da concepção de medidas complementares que promovam o alcance do objetivo de redução de emissões no setor. Assim, medidas complementares à precificação de carbono, como a criação de fundos para incentivo à inovação tecnológica no setor elétrico e sistemas de monitoramento das emissões de GEE do SIN em tempo real, deverão ser avaliadas oportunamente.

## 6 REFERÊNCIAS

CEMIG, 2017. Disponível em: <<http://ri.cemig.com.br/modulos/doc.asp?arquivo=00245050.WAN&doc=ian370.doc&language=ptb>>. Acesso em 5 de junho de 2017.

EPE, 2011. Balanço Energético Nacional 2011 – Ano Base 2010. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2016. Estudo sobre a Carga Tributária & Encargos do setor elétrico brasileiro, Ano Base:2015

IPCC, 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

MCTI, 2015. Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, Brasil.

MCTI, 2017. Trajetórias de mitigação e instrumentos de políticas públicas para alcance das metas brasileiras no Acordo de Paris. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, Brasil.

ONS, 2017. Disponível em < [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/o\\_que\\_e\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx)>. Acesso em 5 de junho de 2017.

SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCENA, A.; COSTA, I.; ROCHEDO, P.; IMPÉRIO, M.; GUEDES, F.; PEREIRA, J.; HOFFMANN, S.; MAHECHA, R. E. G.; NOGUEIRA, L. P. P.; SORIA, R.; MILANI, R.; OLIVEIRA, I. A., 2015. Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chaves no Brasil. Rio de Janeiro, Brasil.

## APENDICE A - ANEXO METODOLÓGICO PARA INDICADORES DE CARACTERIZAÇÃO SETORIAL

### TAMANHO DO SETOR

Para o mercado de trabalho formal, é possível obter o número de empresas e o número de vínculos por setor na RAIS estabelecimentos (agregada)<sup>24</sup> – Ministério do Trabalho – dados disponíveis até 2015 (para a desagregação em classes das CNAE 2.0, para subclasses é necessário utilizar os microdados).

### PODER DE MERCADO

**Quadro A1: Indicadores de Poder de mercado**

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
<b>Razão de concentração (CR)</b>	$CR(k) = \sum_{i=1}^k s_i$ , onde $k$ é o número das maiores firmas em termos de número de vínculos $[v]$ e $s_i$ é a razão entre $v$ da firma $i$ e $v$ total do setor.	RAIS Estabelecimentos (microdados) <sup>25</sup> – Ministério do Trabalho - dados disponíveis até 2014	As razões de concentração mais comuns são a $CR(4)$ e a $CR(8)$ , que significam o <i>market share</i> das quatro e das oito maiores firmas, respectivamente.
<b>Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI)</b>	$H(n) = \sum_{i=1}^n s_i^2$ , onde $n$ é o número de firmas no setor e $s_i$ é a razão entre número de vínculos $[v]$ da firma $i$ e $v$ total do setor. O HHI atribui um peso maior às firmas maiores, quando comparado ao CR.	RAIS Estabelecimentos (microdados) – Ministério do Trabalho - dados disponíveis até 2014	O HHI varia de $1/n$ a 1 e a concentração de mercado pode ser classificada da seguinte maneira: HHI < 0,01 = setor altamente competitivo HHI < 0,15 = setor desconcentrado 0,15 < HHI < 0,25 = concentração moderada HHI > 0,25 = alta concentração
<b>Proxy para a margem de lucro (ML)</b>	$ML = \frac{EOB_i}{VBP_i}$ , onde $EOB_i$ é o Excedente operacional Bruto do	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014	Requisitos diretos em termos de Excedente Operacional Bruto <sup>26</sup> para produzir uma unidade monetária das atividades

<sup>24</sup> Disponível em: <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/rais.php>

<sup>25</sup> Disponível em: <https://mega.nz/#F!3Zg1XSyZ!DYZHEDpZC5QKLMYHGxq2MA!CBQm0TJK>

<sup>26</sup> O saldo do valor adicionado deduzido das remunerações pagas aos empregados, dos rendimentos dos autônomos e dos impostos líquidos de subsídios. É uma medida do excedente gerado pela produção antes da dedução de quaisquer encargos na forma de juros, rendas ou outros rendimentos de propriedade a pagar sobre ativos financeiros, terrenos ou outros ativos tangíveis.

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	setor $i$ e $VBP_i$ é o Valor Bruto da Produção do setor $i$ .	EOB e VBP: Tabela 2	de cada subsetor. Quanto maior a razão, maior seria a margem de lucro do setor.

Fonte: Elaboração própria.

## IMPACTOS EM OUTROS SETORES/ CONEXÕES INTERSETORIAIS

**Quadro A2: Indicadores de conexões intersetoriais**

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
<b>Índices de Rasmussen-Hirschman: Índices de ligação para trás e para frente</b>	<p>Mensurado a partir da matriz inversa de Leontief (modelo de Insumo Produto-matriz de requisitos diretos e indiretos). Os coeficientes dessa matriz indicam quanto da produção do setor é necessário para produzir uma unidade de demanda final de outro setor. Os índices são calculados da seguinte forma:</p> $B = (I - A)^{-1} = (\alpha_{ij})$ $B^* = \sum_i \sum_j \frac{\alpha_{ij}}{n^2}$ $B_{\bullet j} = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ $B_{i\bullet} = \sum_{j=1}^n \alpha_{ij}$ <p>Em que <math>\alpha_{ij}</math> são os elementos da Inversa de Leontief e <math>n</math> o número de setores</p> <p>Índice de ligação para trás:</p> $U_j = \frac{(B_{\bullet j} / n)}{B^*}$ <p>Índice de ligação para frente:</p> $U_i = \frac{(B_{i\bullet} / n)}{B^*}$	Matriz Insumo Produto (Matriz Inversa de Leontief) – IBGE - dados disponíveis até 2010	<p>Se <math>U_j &gt; 1</math>: aumento do nível de atividade de <math>j</math> gera aumento na demanda por insumos de outros setores acima da média;</p> <p><math>U_i &gt; 1</math>: teria que aumentar sua produção mais que proporcionalmente se se verificasse um aumento na demanda dos outros setores</p> <p>Os setores que detêm índices de ligação para frente e para trás, simultaneamente, superiores à unidade são considerados setores com poder de encadeamento acima da média da economia e constituem-se em setores-chave para o crescimento da economia (RASMUSSEN, 1956; HIRSCHMAN, 1958).</p>
<b>Multiplicador de produção, emprego, renda e tributário – Tipo II</b>	<p>A partir do modelo básico de Leontief <math>X = (I - A)^{-1} Y</math>, pode-se mensurar o impacto que as mudanças ocorridas na demanda final (<math>Y</math>), ou em cada um de seus componentes, teriam sobre a</p>	Matriz Insumo Produto (Matriz Inversa de Leontief) – IBGE - dados disponíveis até 2010	Multiplicadores: são indicadores que resumem os impactos representados na matriz inversa de Leontief. Importante indicador dos impactos sobre a produção, emprego, renda e

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	<p>produção total, o emprego e os salários de uma economia.</p> <p>Assim, tem-se:</p> $\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta Y$ $\Delta V = \hat{v} \Delta X$ <p>em que <math>\Delta Y</math> e <math>\Delta X</math> são vetores (nx1) que mostram, respectivamente, a estratégia setorial e os impactos sobre o volume da produção; e <math>\Delta V</math>, um vetor (nx1) que representa o impacto sobre qualquer uma das variáveis: emprego, salários, entre outros. O termo <math>\hat{v}</math>, por sua vez, é definido como uma matriz diagonal (n x n), cujos elementos da diagonal são, respectivamente, os coeficientes de emprego, salários, entre outros. Estes coeficientes, denominados de efeito direto, são obtidos dividindo-se a parcela correspondente a estas variáveis na produção total de determinado setor, isto é:</p> $v_i = \frac{V_i}{X_i}$ <p>A partir dos coeficientes diretos e da matriz inversa de Leontief, com as famílias endógenas ao sistema, é possível estimar, para cada setor <math>j</math> da economia, quanto é gerado - direta, indiretamente e considerando o efeito induzido - de emprego e salários para cada R\$ 1 adicional de demanda final para o setor <math>j</math>. Ou seja:</p> $GV_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij} v_i$ <p>em que <math>GV_j</math> é o impacto total (direto, indireto e induzido), sobre a variável em questão; <math>\alpha_{ij}</math>, o ij-ésimo elemento da matriz inversa de Leontief; e <math>v_i</math>, o coeficiente direto da variável em questão.</p> <p>A divisão dos geradores <math>GV_j</math> pelo respectivo coeficiente direto proporciona os multiplicadores, que indicam quanto é gerado, direta, indiretamente, e considerando o efeito induzido, de emprego, ou qualquer outra variável para cada unidade diretamente gerada desses itens. Por exemplo, o multiplicador de empregos indica a quantidade de empregos criados, direta, indiretamente e considerando o efeito induzido, dado o aumento de 1 emprego no setor <math>j</math>. O</p>	<p>Para o cálculo dos coeficientes diretos: Matriz de usos e Matriz de Produção</p>	<p>tributos na economia específicos de cada setor.</p> <p>No modelo fechado (mult. Tipo II - consumo das famílias é endógeno) é possível acessar os efeitos diretos, indiretos e induzidos pelo consumo das famílias.</p> <p>Interpretação do multiplicador de produção:</p> <p>Valor da produção total da economia necessário para satisfazer R\$ 1 da demanda final pela produção do setor <math>j</math></p> <p>Interpretação do multiplicador de emprego:</p> <p>Empregos gerados na economia decorrente do aumento de 1 emprego no setor <math>j</math></p> <p>Interpretação do multiplicador de renda:</p> <p>Valor da renda das famílias (remuneração do fator trabalho) gerada na economia decorrente do aumento de R\$ 1 nas remunerações do setor <math>j</math></p> <p>Interpretação do multiplicador tributário: Valor dos Impostos, líquidos de subsídios, sobre a produção e a importação gerado na economia decorrente do aumento de R\$ 1 nos tributos do setor <math>j</math></p>

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	<p>multiplicador do <math>j</math>-ésimo setor é dado, então, por:</p> $MV_j = \frac{GV_j}{V_j}$ <p>em que <math>MV_j</math> representa o multiplicador da variável em questão e as outras variáveis são definidas conforme expresso anteriormente.</p> <p>Por sua vez, o multiplicador de produção total, que indica o valor total da produção em todos os setores da economia que é necessário para satisfazer R\$ 1 de demanda por produto do setor <math>j</math>, é definido como:</p> $MP_j = \sum_{i=1}^n \alpha_{ij}$ <p>em que <math>MP_j</math> é o multiplicador de produção do <math>j</math>-ésimo setor, <math>\alpha_{ij}</math> são os elementos da inversa de Leontief.</p> <p>Quando a demanda das famílias é endogeneizada no sistema, levando-se em consideração o efeito induzido pela renda e pelo consumo das famílias, estes multiplicadores recebem a denominação de multiplicadores do tipo II.</p>		

Fonte: Elaboração própria.

## CARACTERIZAÇÃO GERAL DOS SETORES

**Quadro A3: Indicadores de Caracterização geral dos setores**

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
<b>Coefficiente técnico de produção</b>	<p>É o valor produzido no setor <math>i</math> e consumido pelo setor <math>j</math> (<math>X_{ij}</math>) necessário à produção de uma unidade monetária no setor <math>j</math>, tal que:</p> $a_{ij} = X_{ij}/X_j$ <p>Onde <math>X_j</math> é o VBP do setor.</p>	<p>TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014</p> <p><math>X_{ij}</math> : Tabela 2 – Consumo intermediário</p> <p><math>X_j</math>: Tabela 1 - Produção</p>	<p>O coeficiente técnico de produção possibilita identificar a tecnologia de produção do setor, identificando os requisitos diretos para a produção de uma unidade monetária nos setores.</p>
<b>Distribuição das vendas, por produto</b>	<p>Participação do consumo intermediário (CI) e dos componentes da demanda final (consumo das famílias, consumo do Governo, exportações e formação bruta de capital fixo) no</p>	<p>TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014</p> <p>CI: Tabela 2</p>	<p>A estrutura de distribuição das vendas setoriais indica características importantes do produto, por exemplo, se a maior parte da produção é</p>

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
	valor das vendas por produto (128 produtos)	Componentes da DF: Tabela 2 Total das vendas = Demanda total: Tabela 2	destinada à exportação, ou ao consumo das famílias.

Fonte: Elaboração própria.

## EXPOSIÇÃO AO COMÉRCIO EXTERIOR

**Quadro A4: Indicadores de Exposição ao Comércio Exterior**

Indicador	Descrição	Fonte de Dados	Análise
<b>Coefficiente de Exportações</b>	Razão entre as Exportações por setor ( $EX_i$ ) e o Valor Bruto da Produção (VBP) do setor ( $X_i$ ), tal que $CX_i = EX_i / X_i$	TRU – IBGE <sup>27</sup> -dados disponíveis até 2014 Exportações: Tabela 2 Produção - VBP: Tabela 1	É o percentual da produção que é exportado. Quanto maior o coeficiente de exportação, maior é a importância das vendas externas para o setor.
<b>Coefficiente de penetração das importações</b>	Razão entre as Importações por produto ( $M_i$ ) e a oferta por produto ( $S_i$ ), tal que $CPI_i = M_i / S_i$	TRU – IBGE - dados disponíveis até 2014 Importações: Tabela 1 Oferta: Tabela 1	O coeficiente de penetração das importações é a parcela da oferta interna atendida pelas importações. Quanto maior for seu resultado, maior será a parcela do mercado doméstico atendida por produtos importados.

Fonte: Elaboração própria.

<sup>27</sup> Disponível em: [http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2014/defaulttab\\_xls.shtm](http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/economia/contasnacionais/2014/defaulttab_xls.shtm)

## APÊNDICE B – QUADRO DE CONVERSÃO – CLASSIFICAÇÕES SETORIAIS SCN E CNAE 2.0, ENERGIA ELÉTRICA

SCN	3500 Energia elétrica, gás natural e outras utilidades
Classificação Subclasse Cnae 2.0	3511500:Geração de Energia Elétrica (Desativado)
	3511501:Geração de Energia Elétrica
	3511502:Atividades de Coordenação e Controle da Operação da Geração e Transmissão de Energia Elétrica
	3512300:Transmissão de Energia Elétrica
	3513100:Comércio Atacadista de Energia Elétrica
	3514000:Distribuição de Energia Elétrica
	3520401:Produção de Gás
	3520402:Distribuição de Combustíveis Gasosos por Redes Urbanas
	3530100:Produção e Distribuição de Vapor, água Quente e Ar Condicionado

Fonte: Comissão Nacional de Classificação (CONCLA) – IBGE.

## APÊNDICE C – METODOLOGIA PARA O ESTABELECIMENTO DO PERFIL DE EMISSÕES E DAS MELHORES TECNOLOGIAS DE ABATIMENTO DISPONÍVEIS

A seção de Caracterização Tecnológica e Análise do Perfil de Emissões consiste na descrição das emissões de gases de efeito estufa, bem como na descrição das melhores tecnologias disponíveis de reduções de emissões para o setor de produção de combustíveis, com ênfase nos combustíveis líquidos e gás natural. Ela deriva do estudo “Opções de Mitigação de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil<sup>28</sup>”, que avaliou cenários de longo prazo com ênfase no papel brasileiro para mitigação das mudanças climáticas, identificando variáveis-chave que afetam o desenvolvimento dos setores de energia e uso da terra. Este estudo utilizou *soft-links* entre três grandes ferramentas desenvolvidas no Brasil: um modelo CGE, denominado EFES, que fornece e garante a consistência macroeconômica da análise; um modelo de otimização do sistema energético, denominado MSB 8000, que fornece diferentes trajetórias para o sistema energético brasileiro, de forma técnica-econômica bastante detalhada (incluindo emissões de GEE provenientes da combustão de combustíveis, processos industriais, emissões fugitivas e tratamento de resíduos); e um modelo de otimização do uso da terra, denominado OTIMIZAGRO, que é capaz de otimizar a resolução micro espacial do setor AFOLU no Brasil. As três ferramentas foram integradas para garantir que os resultados do sistema de energia fossem consistentes com os resultados macroeconômicos, enquanto também concorda com a evolução do uso da terra no Brasil (custo e produtividade e demanda final de energia do setor agrícola). Seus resultados são completamente consistentes e muito detalhados, podendo indicar em quais tecnologias e a que nível de custo diferentes opções de mitigação podem ser adicionadas para ajudar a lidar com a NDC brasileira.

Cabe ressaltar que, apesar de estar baseada em estudo que realizou uma análise integrada, analisando a aditividade de medidas setoriais de forma consistente, a presente pesquisa realiza uma análise setorial, com foco nas melhores tecnologias disponíveis de reduções de emissões a serem aplicadas no setor de produção de combustíveis.

---

<sup>28</sup> Os autores do estudo setorial associado aos combustíveis são: Schaffer, R.; Szklo, A.; Lucena, A.; Costa, I.; Rochedo, P.; Império, M.; Guedes, F.; Pereira, J.; Hoffmann, S.; Mahecha, R. E. G.; Nogueira, L. P. P.; Soria, R.; Milani, R.; Oliveira, I. A.

## APÊNDICE D - METODOLOGIA PARA O MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES E IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS

### MAPEAMENTO DAS POLÍTICAS SETORIAIS EXISTENTES

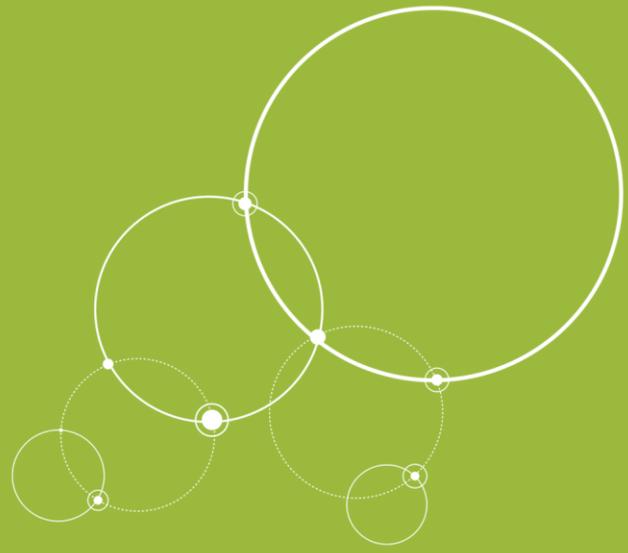
#### **Identificação das políticas tributárias, creditícias, regulatórias e outras no setor (incluindo pesquisa e inovação, se aplicável), assim como seus objetivos**

- Elaboração de uma revisão em um formato padrão para cada setor abrangendo peças-chave de leis e regulação, os arranjos institucionais, o escopo dos instrumentos cobertos, o grau de execução e os planos futuros para a área de política
- A revisão deve usar fontes primárias, documentos de políticas e diretrizes.

### IDENTIFICAÇÃO E DESCRIÇÃO DE INSTRUMENTOS

#### **Identificação e avaliação dos instrumentos de política setorial**

- Deve ser feita uma revisão dos instrumentos de política aplicados ao setor
- Os seguintes elementos devem ser analisados para os instrumentos de política identificados em cada setor:
  - i. Descrição do escopo dos instrumentos, onde o escopo se refere particularmente aos setores econômicos e aos grupos-alvo;
  - ii. Descrição dos objetivos de cada instrumento;
  - iii. Descrição do funcionamento dos instrumentos, relacionado às obrigações, incentivos, instituições e outros mecanismos que influenciam o funcionamento de cada instrumento.



: vivideconomics

