

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NO CONTEXTO DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS E DO ACORDO DE PARIS

O “Acordo de Paris”, firmado em 2015 por 196 países, é hoje o principal instrumento de cooperação internacional focado na redução das emissões de gases de efeito estufa e na adaptação às mudanças climáticas globais.

Cada país signatário oficializou sua adesão por meio da publicação de suas “Contribuições Pretendidas Determinadas Nacionalmente” (CPDNs), nome dado ao conjunto de metas aderentes aos objetivos do acordo.

O compromisso geral assumido pelo Brasil prevê uma redução de 37% nas suas emissões até 2025, tomando como base 2005. Em relação ao setor elétrico, as CPDNs preveem, entre outros pontos, o aumento da participação de fontes renováveis, diferentes da hídrica, na geração.

No entanto, o incremento da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e a redução relativa da participação da fonte hídrica na matriz elétrica é um fenômeno anterior às CPDNs, e que já vem sendo observado no Brasil há mais de 10 anos.

A crescente necessidade de despacho de usinas termelétricas para complementar a variabilidade da geração de fontes renováveis e o

consequente aumento do fator de emissão de CO₂ do setor elétrico são efeitos diretos deste processo.

Apesar desta conjuntura, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) é, atualmente, responsável por uma parcela inferior a 10% das emissões totais de CO₂ do Brasil.

Este *White Paper* analisa o perfil brasileiro de emissões de gases de efeito estufa, com enfoque especial nas atividades do SEB, e a evolução recente da matriz de geração de energia elétrica. Diante dos compromissos de redução de emissões assumidos pelo Brasil perante a comunidade internacional, são apresentadas conclusões a respeito do papel potencial do setor elétrico nas políticas climáticas nacionais.

“The key to wisdom is this -- constant and frequent questioning... for by doubting we are led to question and by questioning we arrive at the truth.”

“A chave para a sabedoria é o questionamento constante e frequente... Quando duvidamos somos levados a questionar, e o questionamento nos faz chegar à verdade.”

(Pedro Abelardo, filósofo e teólogo britânico, 1079 – 1142).

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2
2 CONFERÊNCIAS DAS PARTES E OS COMPROMISSOS DA COP 21	3
3 AS EMISSÕES DE GEES NO MUNDO E NO BRASIL	7
3.1 PERFIL GLOBAL DAS EMISSÕES DE GEES	7
3.2 PERFIL BRASILEIRO DE EMISSÕES DE GEES	9
4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E AS CDNs	13
4.1 CONTEXTUALIZAÇÃO	13
4.2 EXPANSÃO DA MATRIZ E PERFIL DA OPERAÇÃO	15
4.3 EMISSÕES DE GEES	17
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	20
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	22

1 INTRODUÇÃO

Em 2012, o Instituto Acende Brasil publicou o *White Paper* Nº 6, cujo objetivo foi contextualizar os impactos da discussão sobre as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) e mudanças climáticas globais sobre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). De maneira geral, o estudo teve seu foco voltado para a descrição do perfil de emissões de GEEs do Brasil, ressaltando o papel do setor energético e, mais especificamente, do segmento de geração de eletricidade, assim como para as alternativas de estratégias de atenuação destas emissões. Uma das constatações mais relevantes daquele estudo foi a baixíssima contribuição do SEB para as emissões de GEEs nacionais em função do alto grau de renovabilidade da matriz elétrica brasileira, característica presente à época do estudo e que persiste até hoje.

Entretanto, ao longo do período compreendido entre 2012 e 2016, o SEB passou por um processo de transformação estrutural que produziu resultados sobre o seu perfil de emissões de GEEs. Paralelamente, a 21ª Conferência das Partes (COP)¹, realizada em 2015 na cidade de Paris, França, foi palco de um novo acordo climático global firmado entre as 197 partes² signatárias da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC)³. Diante destes acontecimentos, tornou-se necessária a atualização de determinados aspectos discutidos no *White Paper* Nº6.

O objetivo deste *White Paper* é contextualizar os setores emissores de GEEs diante do novo compromisso internacional sobre o clima, do qual o Brasil é signatário. Mais especificamente, pretende-se, a partir de uma análise que abrange o passado recente e as perspectivas de curto e médio prazo, discutir o papel do SEB em função dos compromissos assumidos pelo governo brasileiro perante a comunidade internacional.

Este documento está organizado em cinco seções, incluindo esta Introdução. Na seção 2 apresenta-se o ambiente institucional que define os acordos internacionais relacionados às mudanças climáticas e os compromissos internacionais de cada país. Na seção 3 é discutido o perfil de emissões de GEEs do Brasil e do mundo e o papel do segmento de geração de energia elétrica nacional. A seção 4 descreve o recente processo de transição estrutural do SEB, incluindo as suas perspectivas no curto e médio prazo e o impacto sobre as emissões de GEEs. A seção 5 apresenta as conclusões e recomendações deste *White Paper*.

1 Acrônimo para o termo em inglês “*Conference of the Parties*”.

2 196 países e uma organização de integração econômica regional, conforme detalhado em: http://unfccc.int/essential_background/convention/status_of_ratification/items/2631.php (acesso em 09/09/2016).

3 Acrônimo para o termo em inglês: *United Nations Framework Convention on Climate Change*.

2 CONFERÊNCIAS DAS PARTES E OS COMPROMISSOS DA COP 21

Realizada anualmente desde 1995, a COP, órgão decisório da UNFCCC, tem sido palco internacional para o debate científico e político sobre as causas das mudanças climáticas globais, estratégias de mitigação e adaptação, acordos de cooperação relacionados etc.

Em 1997, ano em que ocorreu a 3ª COP, foi adotado o Protocolo de Kyoto, acordo a partir do qual as nações consideradas “desenvolvidas” se comprometeram a reduzir seus níveis de emissão de dióxido de carbono equivalente (CO₂e). Durante o primeiro período de compromisso, entre os anos 2008 e 2012, os países signatários deveriam reduzir em 5% as emissões relativas a 1990. Durante o segundo período de compromisso (2013 a 2020), a parcela de redução passaria a ser equivalente a 18%, sempre em relação a 1990 (ONU, 2014a). Apesar da sua adoção em 1997, o protocolo só foi implementado, de fato, em 2005.

De forma geral, grande parte dos países signatários foram capazes de atingir, e até mesmo superar, as metas de redução de emissão referentes ao primeiro período do protocolo (Morel e Igor, 2014). Tal êxito é atribuído, em grande parte, a três fatores: (1) mudanças estruturais na economia de grande parte dos países signatários; (2) a recusa dos EUA e Canadá em participar e a consequente não contabilização de suas emissões; e (3) crise global em 2008, que reduziu a atividade econômica e as emissões de GEEs dos países (Morel e Igor, 2014).

Apesar do cumprimento (e superação) das metas do protocolo, as emissões globais de GEEs tiveram aumento constante ao longo da sua primeira fase de funcionamento, principalmente em função das crescentes emissões de GEEs dos países em desenvolvimento, que não tiveram compromissos mandatórios de redução de emissões estabelecidos pelo acordo, e dos países desenvolvidos que não aderiram ao Protocolo de Kyoto.

Em decorrência da identificação da necessidade de ajustes nos mecanismos de cooperação internacional relacionados às mudanças climáticas, diferentes acordos complementares, de impacto limitado, foram materializados nas edições das COPs que sucederam aquela em que o Protocolo de Kyoto foi firmado. Informações sobre o histórico dos acordos e tratados realizados no âmbito da COP podem ser encontradas no *White Paper* Nº 6 (Instituto Acende Brasil, 2012) e nos registros das Nações Unidas sobre o tema (ONU, 2014b).

Em 2015, na 21ª edição da COP, foi estabelecido o Acordo de Paris, considerado o mais relevante em termos de potenciais benefícios globais desde o Protocolo de Kyoto, assinado em 2003. O seu objetivo é manter, no século atual, o aumento da temperatura global inferior a, no mínimo, 2°C em relação à temperatura global da era pré-industrial. Em um cenário mais agressivo, pretende-se limitar este aumento a 1,5 °C.

Adicionalmente, prevê-se a identificação e promoção de ações de fortalecimento da capacidade dos países para lidar com os impactos do aquecimento global (UNFCCC, 2014). Segundo o texto aprovado, o acordo entraria em vigor 30 dias após 55 países integrantes da UNFCCC (representando, no mínimo, 55% das estimativas de emissões globais) garantirem sua adesão. Este marco foi atingido no início de outubro de 2016 e o acordo passou a vigorar a partir de novembro do mesmo ano.

Diferentemente do Protocolo de Kyoto, no âmbito do Acordo de Paris não há distinção entre os compromissos dos países em função de suas características socioeconômicas. O mecanismo por meio do qual os países signatários do acordo de Paris formalizam suas propostas de redução das emissões de GEEs e mitigação do aquecimento global perante a comunidade internacional é conhecido como “Contribuições Pretendidas Determinadas Nacionalmente” (CPDN)⁴. Estas contribuições refletem as ações que cada governo pretende adotar em função do seu perfil de emissões, contexto econômico e demais fatores internos.

⁴ O termo utilizado nos fóruns da ONU – “*intended Nationally Determined Contribution*” – foi traduzido oficialmente pelo governo brasileiro como “Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada” (Brasil, 2015). Adota-se, no presente relatório, nomenclatura distinta da tradução oficial por se entender que esta não reflete da melhor forma o seu correspondente original.

Neste sentido, é observada uma grande variedade de CPDNs em termos de metas, prazos e anos-base. Após a ratificação da adesão de um determinado país ao Acordo de Paris – processo burocrático que extrapola a sua simples assinatura, conforme descrito em WRI (2016) –, as CPDNs perdem o status de “pretendidas” e passam a ser chamadas de Contribuições Determinadas Nacionalmente (CDNs).

A data de início das CDNs é 2020, quando se encerra oficialmente o segundo período do Protocolo de Kyoto. Na Tabela 1 são apresentadas as CDNs do Brasil e dos principais países em termos de emissões de GEEs.

Tabela 1 - CDNs assumidas no Acordo de Paris pelos principais países emissores de gases de efeito estufa.

País	Emissões totais de gases do efeito estufa em 2012 (Mt CO ₂ e)	Contribuições Determinadas Nacionalmente (CDNs)	Prazo determinado e base de comparação
China	10.684,29	Atingir o pico de emissões de dióxido de carbono aproximadamente em 2030 e fazer esforços para antecipar a data de pico; reduzir as emissões de dióxido de carbono por unidade do PIB para patamares entre 60% e 65%; aumentar para cerca de 20% a participação de combustíveis não fósseis no consumo de energia primária; aumentar o volume de cobertura vegetal em aproximadamente 4,5 bilhões m ³ .	Cenário de realização: 2030 Base: 2005
Estados Unidos	5.822,87	Reduzir as emissões de GEEs em todos os setores da economia em 26% a 28%, esforçando-se para reduzir em 28%.	Cenário de realização: 2025 Base: 2005
União Europeia (28)	4.122,64	Reduzir as emissões de GEEs em 40%.	Cenário de realização: 2030 Base: 1990
Índia	2.887,08	Reduzir a intensidade de emissão de GEEs do PIB entre 33% e 35%; atingir cerca de 40% da capacidade instalada de geração de energia elétrica a partir de fontes de energia não-fósseis; criar um sumidouro de carbono para 2,5 a 3 bilhões de toneladas de CO ₂ e por reflorestamento.	Cenário de realização: 2030 Base: 2005
Rússia*	2.254,47	Limitar a emissão de GEEs antropogênicos em 70% a 75% da emissão observada no ano base.	Cenário de realização: 2030 Base: 1990
Indonésia	1.981,00	Reduzir as emissões de GEEs em 29%.	Cenário de realização: 2030 Base: Cenário Business as Usual
Brasil	1.823,15	Reduzir as emissões de GEEs em 37%.	Cenário de realização: 2025 Base: 2005
Japão	1.207,30	Reduzir as emissões de GEEs em 25,4%.	Cenário de realização: 2030 Base: 2005
Canadá	856,28	Reduzir as emissões de GEEs em 30%.	Cenário de realização: 2030 Base: 2005
México	748,91	Reduzir as emissões de GEEs e carbono negro em 25%	Cenário de realização: 2030 Base: Cenário Business as Usual

Fonte: UNFCCC (2016).

Obs. 1: As contribuições da Rússia ainda possuem o status de “pretendidas” porque o país ainda não ratificou o Acordo de Paris.

Obs. 2: Apenas as CDNs incondicionais (que devem ser atingidas independentemente de qualquer outro fator) são apresentadas. As CDNs condicionadas a fatores como o suporte de nações desenvolvidas, por exemplo, também foram assumidas por determinados países, mas não são apresentadas na tabela.

De acordo com o governo brasileiro, “as políticas, medidas e ações para implementar a INDC (...) são conduzidas no âmbito da Política Nacional sobre Mudança do Clima (Lei 12.187/2009), da Lei de Proteção das Florestas Nativas (Lei 12.651/2012, o chamado Código Florestal), da Lei do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (Lei 9.985/2000) e da legislação, instrumentos e processos de planejamento a elas relacionados” (Brasil, 2015). As metas de redução de emissões de GEEs constantes das CDNs “compreendem o conjunto da economia” (EPE, 2016a), significando que, *a priori*, não há metas setoriais específicas a serem cumpridas.

No entanto, para que o compromisso de redução, até 2025, de 37% das emissões totais de GEEs do Brasil (considerando-se o ano de 2005 como linha de base) seja cumprido, as viabilidades técnica, econômica e socioambiental das potenciais contribuições de mitigação de cada setor deverão ser avaliadas. Neste sentido, o governo brasileiro, por meio de parceria entre o Ministério do Meio Ambiente (MMA) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), está elaborando uma estratégia para a implementação e financiamento das suas CDNs. O documento resultante desta iniciativa – ainda em desenvolvimento – contém as contribuições potenciais de cada setor da economia para o alcance das metas brasileiras e, na data de publicação deste White Paper, encontrava-se em fase de consulta pública ⁵.

Além da meta de redução das emissões de GEEs, as CDNs podem conter “medidas adicionais que são consistentes [sic] com a meta de [aumento máximo da] temperatura de 2°C” estabelecida no Acordo de Paris (Brasil, 2015). No caso brasileiro, estas medidas adicionais abrangem setores como o de florestas e uso do solo, agrícola, industrial, transportes e energético.

No que diz respeito ao setor energético, a CDN prevê⁶:

- Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;
- (...) Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, incluindo:
 - Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
 - Expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

No entanto, a avaliação do grau de dificuldade das medidas adicionais só é possível a partir do conhecimento dos patamares atuais dos indicadores para os quais foram impostas metas:

- Em relação à participação de bioenergia sustentável na matriz energética, apenas o etanol e seus derivados (sem levar em conta, portanto, o biodiesel) já contabilizavam 16,9% da oferta interna de energia no Brasil em 2015 (EPE, 2016b);
- No mesmo ano, o conjunto de energias renováveis, que deverá corresponder a 45% da matriz energética em 2030, respondia por 41,2% da oferta interna de energia no Brasil. Excluindo-se a energia hidráulica, este montante reduz-se para 29,8%;
- Por fim, a geração elétrica a partir de “fontes renováveis (além da energia hídrica)”, prevista para atingir ao menos 23% em 2030, correspondeu a 11,5% do total em 2015 (EPE, 2016b).

⁵ De acordo com o MMA, comentários sobre o documento podem ser enviados até março de 2017. Informações disponíveis em: <http://www.mma.gov.br/clima/ndc-do-brasil>.

⁶ Texto retirado de Brasil (2015).

Com base nestes números, à primeira vista fica evidente que os principais desafios impostos ao planejamento energético do país pelas CDN's estão relacionados ao setor elétrico.

As metas de expansão da geração elétrica a partir de "*fontes renováveis (além da energia hídrica)*" e de eficiência energética foram definidas, respectivamente, com base em análises conduzidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2016a) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME, 2011).

Enquanto o primeiro documento discute, entre outros aspectos, os cenários de evolução da matriz elétrica necessários para que os valores estipulados na CDN possam ser cumpridos, o segundo apresenta uma compilação de oportunidades de aumento da eficiência energética em diferentes setores da economia que poderão ser exploradas para se atingir a meta estipulada.

A seção 4 apresenta um detalhamento dos paradigmas que deverão ser enfrentados pelo SEB para que as CDN's sejam materializadas. Mais especificamente, será discutida a necessidade de compatibilização entre três objetivos:

- o incremento da participação de fontes renováveis na matriz de geração;
- a garantia de atendimento aos critérios de segurança de fornecimento no médio e longo prazo; e
- a manutenção do já atualmente baixo nível de emissão de GEEs do setor elétrico quando comparado ao de outros países.

3 AS EMISSÕES DE GEES NO MUNDO E NO BRASIL

Nesta seção é apresentada uma visão panorâmica sobre o perfil de emissões de GEES do mundo e do Brasil. Mais que a análise minuciosa de informações com elevado grau de precisão, tarefa por si só de difícil execução em função das incertezas inerentes à natureza dos fenômenos relacionados às emissões de GEES, o intuito desta seção é contextualizar a situação brasileira diante do grupo de países que mais contribuem para as emissões de GEES no mundo.

A comparação entre os dados internacionais e nacionais é dificultada pela ausência de um padrão global de divisão dos setores geradores de emissões, assim como pela utilização de diferentes unidades ou até mesmo metodologias de contabilização de GEES⁷ nas fontes consultadas. Exemplos que ilustram tais especificidades serão discutidos ao longo desta seção.

Esta dificuldade, entretanto, não impediu que os propósitos da seção fossem atingidos uma vez que os dados demonstraram que o Brasil apresenta peculiaridades estruturais que distinguem o seu perfil de emissões daquele apresentado pela média global. Os motivos que levam o país a se destacar entre seus pares em termos de emissões de GEES são identificados e debatidos a seguir.

3.1 PERFIL GLOBAL DAS EMISSÕES DE GEES

Em 2012, o conjunto de nações do planeta emitiu cerca de 47,5 bilhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (GtCO₂e), montante 40,25% superior às emissões globais registradas em 1990 (WRI, 2015)⁸. Em termos per capita, considerando-se uma população mundial equivalente a aproximadamente 7 bilhões de pessoas em 2012, este valor equivale a cerca de 6,8 tCO₂e.

Por que usar CO₂e?

A utilização da unidade CO₂e permite que os diferentes gases causadores do efeito estufa (GEES) possam ser comparados com base no seu potencial impacto sobre o clima global, tomando-se como referência o CO₂. Os GEES abrangidos pelas análises do IPCA atualmente são: (i) dióxido de carbono (CO₂); (ii) metano (CH₄); (iii) dióxido nitroso (N₂O); (iv) hexafluoreto de enxofre (SF₆); (v) trifluoreto de nitrogênio (NF₃); (vi) gases da família dos hidrofluorocarbonos (HFCs); e (vii) gases da família dos perfluorocarbonos (PFCs) (IPCC, 2014 p.124).

Diversas métricas podem ser utilizadas para o cálculo de equivalência entre estes GEES, tais como o Potencial de Temperatura Global (Global Temperature Potential – GTP) e o Potencial de Aquecimento Global (Global Warming Potential – GWP). O GWP, adotado pelo IPCC, é o mais comumente observado nos inventários de GEES.

Informações detalhadas sobre as diferentes formas de cálculo da equivalência do potencial impacto de diferentes GEES sobre o clima global são apresentadas por IPCC (2014) e MCTI (2016).

⁷ Discrepâncias sutis também podem ser observadas, pelos mesmos motivos citados, entre dados de diferentes origens dentro de um mesmo país (ou envolvendo um conjunto de países).

⁸ Os valores de emissões apresentados por WRI (2015) para 2012 são ligeiramente inferiores – cerca de 10% – aos valores do relatório mais atual do IPCC (2014), que faz referência às emissões em 2010. Tal diferença se deve ao fato de que as instituições adotam procedimentos metodológicos distintos para calcular as emissões de GEES. De fato, entre 2010 e 2012, houve aumento de cerca de 5% das emissões globais de GEES de acordo com WRI (2015).

A China, responsável por mais de 22% das emissões globais, ocupa a primeira posição no rol dos países que mais contribuem atualmente para o aumento da concentração de GEEs na atmosfera. Na Tabela 2 são apresentados os dez países (ou grupos de países) que mais emitiram GEEs em 2012.

Tabela 2 – Principais países emissores de GEEs em 2012.

	País	Emissão total de GEEs (GtCO ₂ e)	(%) sobre Emissões do Mundo
1	China	10,68	22,5%
2	Estados Unidos	5,82	12,3%
3	União Europeia*	4,12	8,7%
4	Índia	2,89	6,1%
5	Rússia	2,25	4,7%
6	Indonésia	1,98	4,2%
7	Brasil	1,82	3,8%
8	Japão	1,21	2,5%
9	Canadá	0,86	1,8%
10	Alemanha	0,81	1,7%
	Mundo	47,5	100%

Fonte: WRI (2015). Métrica de conversão: GWP (Global Warming Potential).

*Incluiu, no ano de coleta dos dados, os seguintes países: Alemanha, Áustria, Bélgica, Bulgária, Chipre, Croácia, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Itália, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Malta, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Roménia e Suécia.

Globalmente, o setor energético é o responsável pela maior parcela das emissões de GEEs (34,6%). Dentro do setor energético, o segmento de eletricidade e calor representa pouco mais de 70% destas emissões (ou cerca de 25% das emissões globais). O restante do setor energético é atribuído aos processos de transporte e conversão de energia primária em outras formas de energia (em refinarias e plantas de coque) e a queimas em flares e emissões fugitivas.

Em segundo lugar, respondendo por 23% das emissões globais, encontra-se o setor de agricultura, silvicultura e outros usos do solo (IPCC, 2014). Na Figura 1 é apresentada a distribuição setorial das emissões globais de GEEs em 2010.

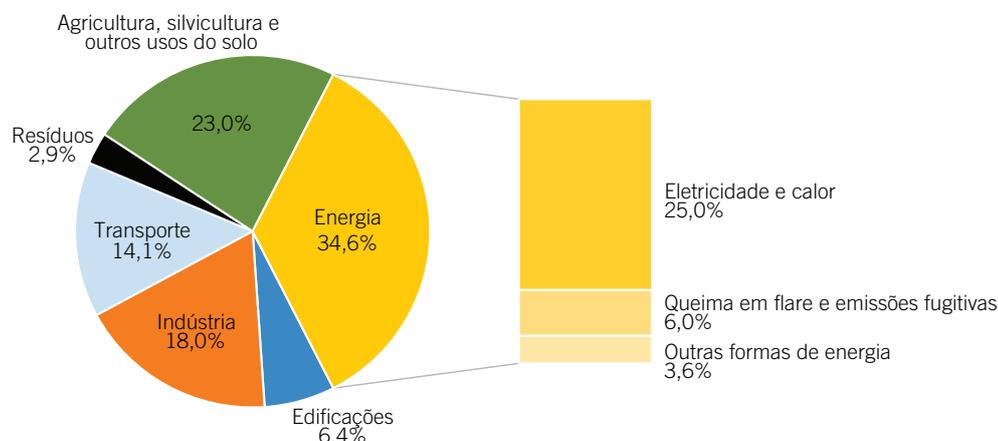


Figura 1 – Perfil setorial das emissões globais de GEE no ano de 2010.

Fonte: IPCC (2014). Métrica de conversão: GWP.

Obs. 1: As categorias “Indústria” e “Edificações” refletem as emissões relacionadas à utilização de combustíveis fósseis em: (a) indústrias; e (b) escritórios comerciais, domicílios e outros tipos de construções, respectivamente. A categoria “Resíduos” representa as emissões relacionadas à disposição de resíduos sólidos (principalmente devido à decomposição anaeróbica de matéria orgânica em lixões e aterros sanitários) e tratamento de efluentes.

Obs. 2: Emissão total de GEEs em 2010 equivalente a 49 GtCO₂e.

Apesar da expressiva dimensão alcançada pela temática das mudanças climáticas nos últimos anos, o período compreendido entre 2000 e 2010 foi aquele em que se observou o mais expressivo incremento de emissões de GEEs, em termos relativos e absolutos, desde os anos 70. Nesta década, a quantidade total de CO₂e emitida globalmente aumentou em cerca de 25%, sendo que os setores industrial (aumento de 45%) e energético (aumento de 36%) foram os que mais contribuíram em termos proporcionais para este crescimento (Figura 2).

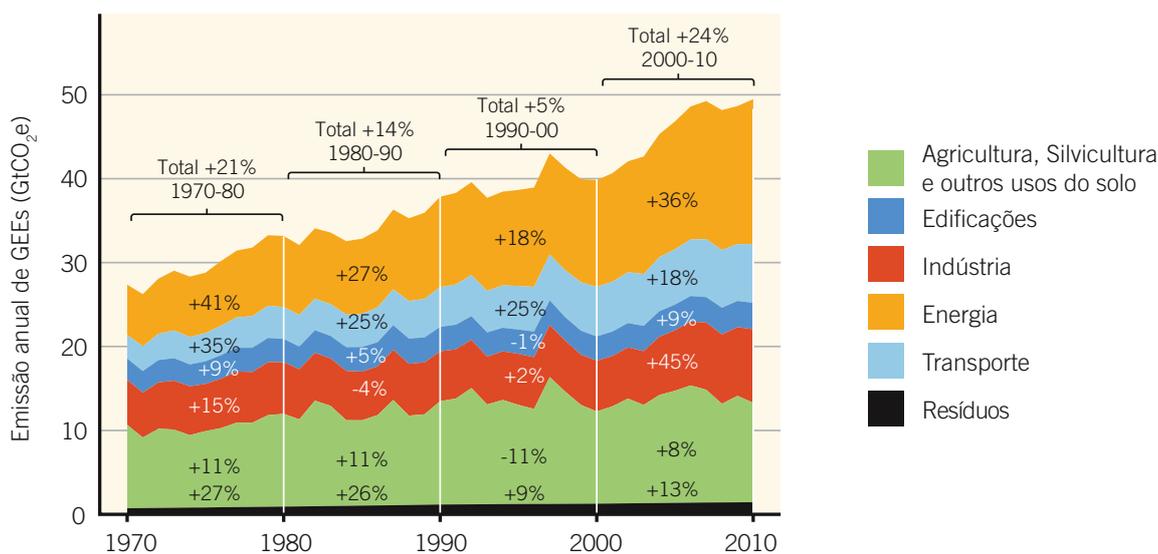


Figura 2 – Evolução das emissões globais de GEE entre 1970 e 2010.

Fonte: modificado a partir de IPCC (2014)

3.2 PERFIL BRASILEIRO DE EMISSÕES DE GEEs

Os dados oficiais sobre as emissões de GEEs do Brasil são publicados pelo Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI). De acordo com a “Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima”, documento a partir do qual as informações sobre as emissões de GEEs do Brasil são enviadas às Nações Unidas, o Brasil emitiu, em 2010, pouco mais de 1,3 bilhão de toneladas de CO₂e (MCTI, 2016). Os principais setores emissores são “agropecuária” (35%), “energia” (27%) e “uso da terra, mudanças do uso da terra e floresta” (26%), conforme Figura 3.

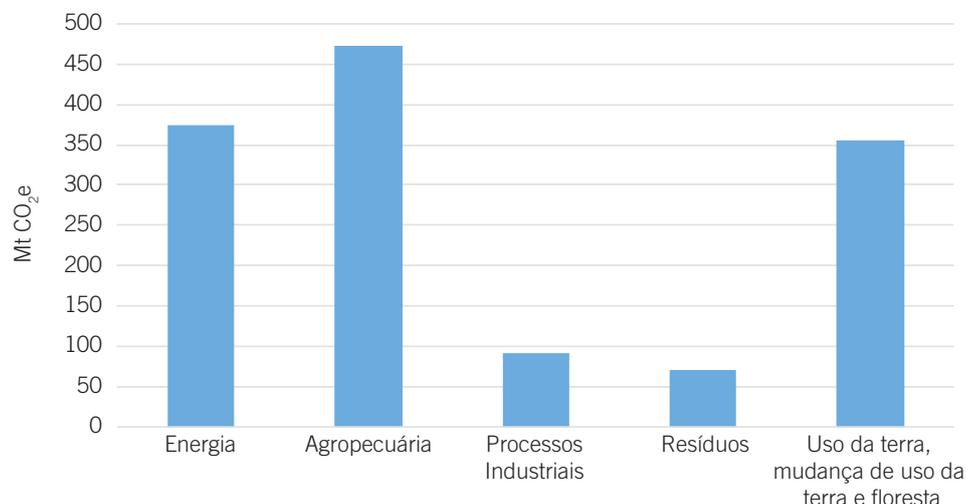


Figura 3 – Perfil brasileiro de emissão de GEEs em 2010, por setor da economia.

Fonte: MCTI (2016). Métrica de conversão: GWP.

A descrição dos setores de acordo com os quais as emissões são inventariadas é apresentada na tabela 3.

Tabela 3 – Descrição dos setores emissores de GEEs no Brasil.

Energia	Emissões antrópicas (resultantes da ação humana) devido à produção, transformação e consumo de energia. Inclui emissões resultantes da queima de combustíveis fósseis (tanto para conversão de energia primária em secundária como para uso final) e de fugas na cadeia de extração, transporte e processamento de petróleo e gás natural e no processo de mineração e beneficiamento de carvão mineral.
Agropecuária	Emissões resultantes de processos como fermentação entérica (típicos de herbívoros ruminantes), manejo de dejetos de animais, cultivo de arroz, queima de resíduos agrícolas e emissões de N ₂ O provenientes de solos agrícolas.
Processos Industriais	Emissões antrópicas resultantes dos processos produtivos nas indústrias, incluindo o consumo não energético (e.g. matéria-prima, combustíveis), mas excluindo a queima de combustíveis para geração de energia, pois estas são contabilizadas no setor "Energia". Na edição mais recente do inventário de GEEs brasileiro, utilizada como fonte de informação para este documento, o subsetor relativo à indústria química incorpora as emissões do que seria o setor de "Uso de Solventes e Outros Produtos".
Resíduos	Emissões relacionadas à disposição de resíduos sólidos (principalmente devido à decomposição anaeróbica de matéria orgânica em lixões e aterros sanitários) e tratamentos de efluentes.
Uso da Terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas	Emissões e remoções de gases de efeito estufa associadas ao aumento ou diminuição do carbono na biomassa acima ou abaixo do solo pela substituição de um determinado tipo de uso da terra por outro, como, por exemplo, a conversão de floresta em agricultura ou pecuária, ou a substituição de lavoura por reflorestamento.

Fonte: MCTI (2016)

Na Tabela 4 é apresentada a divisão subsetorial de emissões de CO₂ do setor energético brasileiro. Diferentemente da Figura 3, em que se utiliza a unidade CO₂e, neste caso os dados se restringem apenas às emissões de CO₂. Isto se deve ao fato de que, no inventário nacional, os valores relativos aos subsetores são apresentados separadamente por tipo de GEE. Neste caso, os dados discutidos fazem referência apenas ao CO₂, principal GEE em termos quantitativos (ver quadro "Por que usar CO₂e" na seção 3.1 para mais detalhes).

O subsetor de transportes, responsável por aproximadamente 50% das emissões de CO₂ do setor, destaca-se entre os demais. A preponderância dos transportes nas emissões do setor energético brasileiro pode estar relacionada tanto à priorização histórica dada ao modal rodoviário no país – em detrimento de alternativas menos intensivas em emissões, como a ferroviária, por exemplo – como à pequena contribuição, sempre em termos relativos, da atividade de geração de energia elétrica.

De fato, as "Centrais elétricas de serviço público" e "Centrais elétricas autoprodutoras", responsáveis pela geração de eletricidade no país, contribuem com 10,3% (7,6% + 2,7%) das emissões de CO₂ do setor energético. Em relação às emissões do conjunto de setores da economia em 2010 - 739,7 milhões de toneladas (MCTI, 2016) -, a geração de energia elétrica corresponde a menos de 5% (3,6% + 1,3%) do total.

Tabela 4 – Emissões de CO₂ dos subsetores do setor energético brasileiro em 2010.

	Emissões de CO ₂ (t)	Participação nas emissões de CO ₂ do setor energético (%)	Participação nas emissões totais de CO ₂ (%)
Subsetor Transporte (uso final de combustíveis fósseis para transporte rodoviário, ferroviário, aéreo e hidroviário)	168.364.000	48,4%	22,8%
Subsetor Industrial (uso final de combustíveis fósseis)	68.306.000	19,6%	9,2%
Subsetor energético	58.857.000	16,9%	8,0%
Centrais elétricas de serviço público	26.592.000	7,6%	3,6%
Centrais elétricas autoprodutoras	9.445.000	2,7%	1,3%
Carvoarias	0	0,0%	0,0%
Consumo setor energético (produção, processamento e transporte de petróleo e gás natural)	22.820.000	6,6%	3,1%
Subsetor Residencial (uso final de combustíveis fósseis)	17.249.000	5,0%	2,3%
Subsetor Agropecuário (uso final de combustíveis fósseis)	17.346.000	5,0%	2,3%
Emissões Fugitivas	15.214.000	4,4%	2,1%
Subsetor Comercial (uso final de combustíveis fósseis)	1.446.000	0,4%	0,2%
Subsetor Público (uso final de combustíveis fósseis)	1.192.000	0,3%	0,2%
Total Setor Energético	347.974.000	100,0%	47,0%

Fonte: MCTI (2016)

Obs: Embora o inventário brasileiro não especifique exatamente o que o segmento “Consumo Setor Energético” represente, a definição apresentada na tabela foi convencionada a partir de análises do documento em que as informações citadas foram originalmente apresentadas. Com base nas definições dos setores inventariados apresentadas por MCTI (2016, p. 33 e 34), as emissões decorrentes da “produção, processamento e transporte de petróleo e gás natural” poderiam estar representadas tanto no segmento “Consumo do setor energético” quanto no segmento “Emissões fugitivas”. Contudo, consta da página 95 do mesmo documento: “O uso de óleo e gás natural, ou de seus derivados, para uso interno na produção, processamento e transporte de óleo e gás é considerado como combustão e, portanto, tratado em outra seção do setor energético”. A partir desta informação, atribuiu-se, nesta tabela, as emissões decorrentes destas atividades ao segmento “Consumo Setor Energético”.

Conforme apontado no início desta seção, a adoção de diferentes conceitos de setores econômicos e unidades de contabilização de GEEs impõe desafios ao exercício de contextualização das emissões brasileiras diante da média global. Por exemplo, enquanto que no relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, 2014)⁹, discutido anteriormente, as emissões das atividades de produção de eletricidade e calor são contabilizadas de forma agregada, no inventário brasileiro, conforme evidenciado na Tabela 4, as emissões decorrentes da produção de energia elétrica podem ser analisadas separadamente. Por outro lado, na divisão setorial adotada pelo IPCC, as emissões associadas ao uso final da energia (ou, mais especificamente, combustíveis fósseis) é atribuída ao setor responsável pelo seu consumo (transportes, indústrias ou edificações). Já no caso do Brasil, estas emissões são atribuídas ao setor energético. Em relação às unidades utilizadas, enquanto as emissões setoriais globais são discutidas pelo IPCC em termos de CO₂e, o inventário brasileiro apresenta os dados setoriais “apenas em unidades de massa de cada gás de efeito estufa [CO₂, CO, CH₄ etc.]” (MCTI, 2016 p. 54).

Apesar das dificuldades acima descritas – ligadas a diferenças metodológicas e de unidades entre os dados de emissão global e nacional –, qualquer que seja a referência adotada nos

9 Acrônimo para o termo em inglês “Intergovernmental Panel on Climate Change”.

permite concluir que o SEB possui um desempenho em termos de emissões de GEEs bastante favorável quando comparado à média global. **Conforme apresentado anteriormente, enquanto o SEB foi responsável por menos de 5% das emissões totais de CO₂ do Brasil em 2010, a geração de eletricidade e calor responde por 25% das emissões globais CO₂e¹⁰, no mesmo ano.**

Ainda que a participação da atividade de geração de energia elétrica nas emissões totais de CO₂ do Brasil seja relativamente baixa quando comparada aos demais setores da economia, a observação do histórico do perfil brasileiro de emissões revela que esta proporção era ainda menor.

No início dos anos 90, por exemplo, o setor de geração de energia elétrica correspondia, conforme ilustrado na Figura 4, a menos de 1% das emissões totais de CO₂. Em termos absolutos, a quantidade de CO₂ oriunda do parque gerador elétrico em operação no Brasil tem aumentado sistematicamente nas últimas décadas.

De acordo com MCTI (2016), entre 1990 e 2010 as emissões do setor passaram de cerca de 8,5 milhões de t para 36 milhões de t, configurando uma taxa de crescimento anual composta de 7,5%. Neste mesmo período, as emissões totais de CO₂ do Brasil foram reduzidas de cerca de 970 milhões de t para 740 milhões de t, particularmente em função do maior controle sobre o desmatamento e queimadas nos biomas Amazônia e Cerrado. Já entre 2010 e 2015, período não abrangido pelo inventário oficial de emissões de GEEs, mas alvo de estimativas elaboradas pelo Observatório do Clima (2016), as emissões de CO₂ decorrentes da geração de energia elétrica aumentaram em ritmo superior ao que vinha sendo observado anteriormente e passaram a representar cerca de 10% das emissões totais brasileiras. Em termos absolutos, essa porcentagem equivale a 77,3 milhões de t de CO₂.

Os motivos que levaram ao aumento das emissões de GEEs do setor elétrico são discutidos na próxima seção.

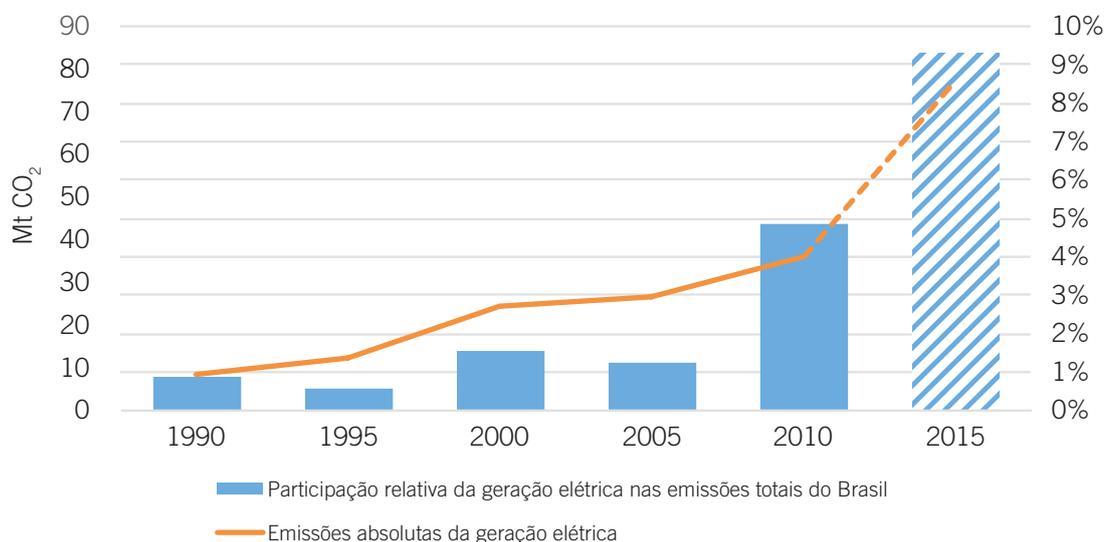


Figura 4 – Emissões totais de CO₂ decorrentes de atividades de geração de energia elétrica no Brasil.

Fonte: 1990 a 2010 - MCTI (2016); 2015 – estimativas do Observatório do Clima (2016).

10 Apesar de serem unidades distintas, a comparação entre as emissões de CO₂ e CO₂e do setor energético é aceitável uma vez que os processos de conversão que integram este setor emitem essencialmente CO₂. Assim, a diferença entre as emissões de CO₂ e CO₂e do setor tende a ser reduzida considerando-se que: (a) a unidade CO₂e é utilizada para expressar a emissão de todos os GEEs em termos de CO₂; e (b) o peso dos GEEs diferentes do CO₂ no perfil de emissões do setor energético é bastante reduzido. A análise das emissões de CO₂ (347,9 milhões de t) e CO₂e (374,5 milhões de t) do setor energético brasileiro, com variação inferior a 8%, corrobora este entendimento.

4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E AS CDNs

4.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Historicamente, a matriz brasileira de geração de energia elétrica sempre contou com elevada participação de fontes renováveis - em especial a hídrica - em sua estrutura. Durante o período compreendido entre meados da década de 1970 e final dos anos 1990, as usinas hidrelétricas (UHEs) foram responsáveis pela geração de mais de 90% da eletricidade consumida no Brasil (EPE, 2016b)¹¹.

Entretanto, a partir dos anos 2000, passou a ser observado um processo de transição caracterizado, em linhas gerais, pela diversificação da matriz elétrica e redução gradual da relevância da hidroeletricidade na geração de energia elétrica¹².

Desde a identificação dos primeiros indícios da necessidade de racionamento de energia elétrica (decretado em julho de 2001), o incremento da capacidade de geração térmica a partir de fontes não renováveis, em especial o gás natural, foi a medida eleita como principal pilar da estratégia de fortalecimento do sistema de fornecimento de eletricidade (Kelman, 2001).

A partir de 2010, conforme Figura 5, foi intensificado o incremento de geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis. É possível observar, na mesma figura, que este mesmo período também foi marcado pelo aumento da geração a partir de térmicas movidas a biomassa e usinas eólicas (esta última retratada no grupo “Outras renováveis”, em conjunto com a fonte solar fotovoltaica).

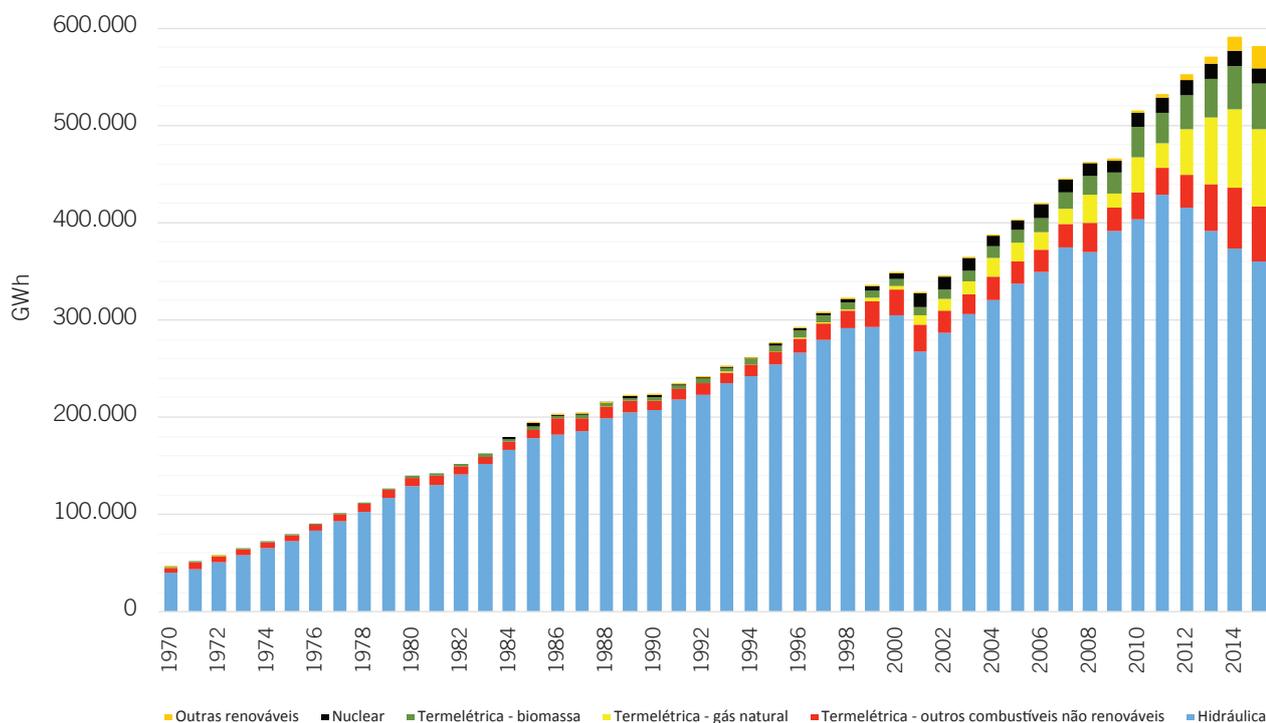


Figura 5 – Evolução do perfil da geração de energia elétrica no Brasil.

Fonte: EPE (2016b).

Obs.: Inclui centrais elétricas de serviço público e autoprodução.

¹¹ Ao se analisar os dados da matriz de energia elétrica, é relevante observar a distinção entre a participação das diferentes fontes em relação a duas bases: a capacidade instalada e geração de eletricidade em um determinado ano. Enquanto a capacidade instalada diz respeito à soma das potências disponibilizadas no conjunto de unidades geradoras de eletricidade, a geração de energia elétrica representa a energia efetivamente gerada em um dado período, que responde à lógica de despacho das unidades geradoras. O parque gerador de eletricidade do Brasil contava, no final de 2016, com cerca de 150 GW de potência instalada (ANEEL, 2016).

¹² Informações detalhadas sobre o assunto podem ser obtidas em França (2007), Goldemberg e Prado (2003), Kelman (2001) e Souza e Soares (2007).

Na Tabela 5 é apresentada a taxa de crescimento anual composta da eletricidade produzida a partir das principais fontes de geração entre os anos 2001 e 2015.

Tabela 5 – Taxa de crescimento anual composta das principais fontes de geração do Sistema Elétrico Brasileiro entre os anos 2001 e 2015

	Geração [GWh] em 2001	Geração [GWh] em 2015	Taxa de crescimento anual composta
Eólica	35	21.626	58,3%
Térmica - gás natural	9.921	79.490	16,0%
Térmica - biomassa	8.361	47.394	13,2%
Térmica - outras	27.418	56.808	5,3%
Hidráulica	267.876	359.743	2,1%
Nuclear	14.279	14.734	0,2%

Fonte: EPE (2016b).

Obs.: A significativa taxa de crescimento observada para a fonte eólica também reflete a reduzida base a partir da qual o crescimento ocorreu. Em outras palavras, uma vez que a geração eólica no início do período analisado era praticamente inexistente, qualquer aumento da eletricidade gerada a partir desta fonte, mesmo em pequenas quantidades, representou um crescimento percentual relevante.

Em 2015, as UHEs responderam por pouco mais de 60% da geração de energia elétrica no Brasil, conforme Figura 6. Apesar de significativa, a atual participação de hidrelétricas na geração total de eletricidade é a menor já observada na história recente do setor elétrico¹³ (EPE, 2016b). Ainda assim, este percentual projeta o Brasil no grupo dos países que geram a maior parte da eletricidade demandada a partir de aproveitamentos hidrelétricos, em conjunto com a Noruega, Venezuela e Canadá¹⁴, por exemplo.

Usinas termelétricas movidas a gás natural e outros combustíveis fósseis responderam por 23,5% da geração de eletricidade no Brasil. Diferentemente da geração hídrica, a participação destas fontes em 2015 é a segunda maior já observada no Brasil, inferior apenas à de 2014, que foi de 24%.

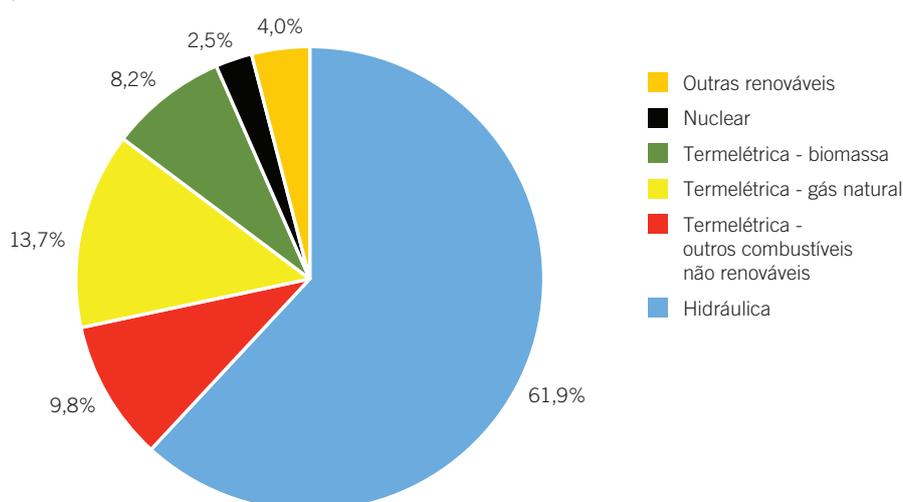


Figura 6 – Perfil de geração de energia elétrica no Brasil em 2015.

Fonte: (EPE, 2016b)

Obs.: Inclui centrais elétricas de serviço público e autoprodução.

¹³ Os dados sobre a composição estrutural da matriz elétrica brasileira disponibilizados por (EPE, 2016c) abrangem o período 1970 – 2015.

¹⁴ Noruega, Venezuela e Canadá geram, respectivamente, 96%, 67% e 60% da eletricidade a partir de usinas hidrelétricas (IEA, 2015).

A breve descrição das modificações pelas quais a matriz elétrica vem passando nas últimas décadas contribui para elucidar a trajetória de emissões de GEEs do setor de geração de energia elétrica discutida na seção anterior. Em linhas gerais, pode-se atribuir, ao menos em parte, o aumento das emissões totais de GEEs no Brasil ao incremento da geração termelétrica a partir de fontes fósseis.

O comportamento do fator médio anual de emissão de CO₂ do SEB, que aumentou de 0,03 tCO₂/MWh, em 2006, para 0,12 tCO₂/MWh, em 2015 (Brasil, 2016), ilustra o impacto da geração termelétrica sobre as emissões de CO₂. Ainda assim, o fator de emissão de CO₂ do SEB permanece sensivelmente inferior ao dos observados em outros países. Em 2008, por exemplo, o fator de emissão da geração de energia elétrica na China, Estados Unidos e Europa equivaliam, respectivamente, a 0,97, 0,82 e 0,55 t CO₂/MWh (Brander *et al.*, 2011).

4.2 EXPANSÃO DA MATRIZ E PERFIL DA OPERAÇÃO

Em termos de capacidade instalada, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), órgão do governo responsável, entre outras atividades, pelo planejamento da expansão da oferta de energia no Brasil, indica que, no cenário projetado até 2024 (EPE, 2015)¹⁵, a composição de fontes renováveis, térmicas fósseis e usinas nucleares na matriz de geração de energia elétrica manter-se-á praticamente inalterada, conforme ilustrado na Figura 7.

Usinas eólicas devem ganhar espaço em detrimento de usinas hidrelétricas. Enquanto a participação das primeiras cresce cerca de 8% até 2024, a participação das hidrelétricas sofre, no mesmo cenário, redução superior a 10%. Do ponto de vista das usinas térmicas movidas a combustíveis não-renováveis, o gás natural deve prevalecer sobre o óleo combustível e carvão mineral e se consolidar como principal fonte de energia fóssil utilizada.

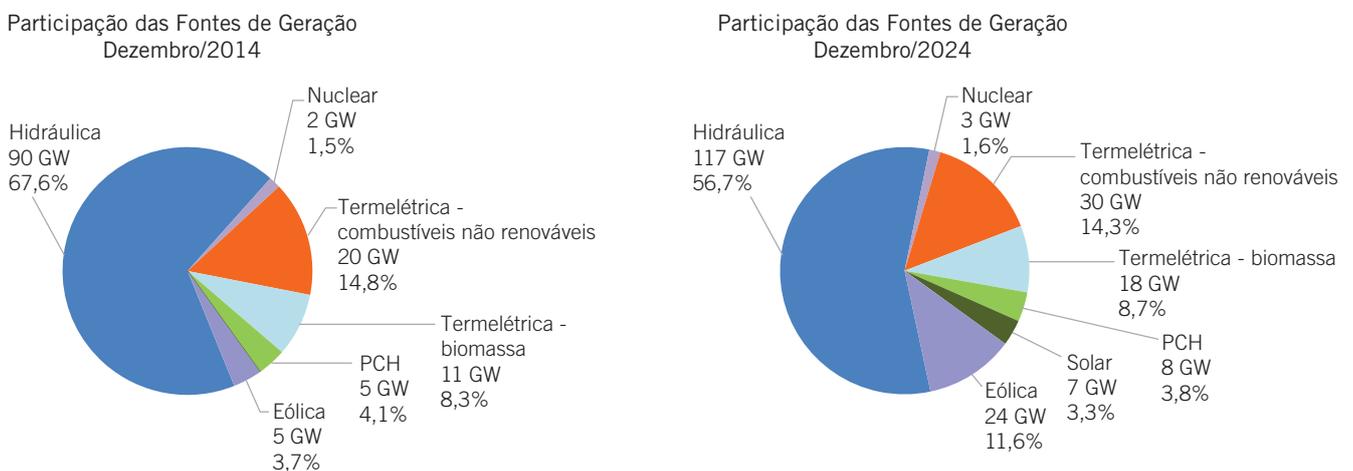


Figura 7 – Capacidade instalada do setor elétrico em 2014 e 2024 (estimativa)

Fonte: EPE (2015)

O aumento da participação das fontes renováveis diferentes da hidráulica na matriz elétrica contribui para o alcance da meta de elevação, para 23%, da oferta de eletricidade a partir de usinas eólicas, termelétricas a biomassa e solares, conforme discutido na Seção 2.

¹⁵ O cenário citado considera que a usina nuclear Angra 3 entrará em operação em 2019. Entretanto, os sucessivos atrasos observados ao longo do processo de construção da usina, associados aos complexos processos judiciais que parte das empresas responsáveis pela obra vêm enfrentando, sugerem que conclusão das obras de Angra 3 sofrerá atraso.

De acordo com EPE (2016a), o país deve superar esta meta em 1%, atingindo 24% de eletricidade gerada a partir destas fontes renováveis em 2030. O recente lançamento do “Programa de Financiamento para Energia Sustentável”, voltado para projetos de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis e eficiência energética (BNDES, 2016), é um exemplo do tipo de estratégia da qual o governo brasileiro lançará mão para suportar o cumprimento dos compromissos estabelecidos em sua CDN.

O processo de transição do setor elétrico sobre o seu perfil de emissão de GEEs se torna mais claro quando são considerados o fator de capacidade (Fc)¹⁶ e o caráter variável das fontes renováveis de geração de eletricidade.

Usinas eólicas, solares e hidrelétricas a fio d’água operam apenas nos momentos em que há disponibilidade do recurso natural que será convertido em eletricidade (vento para as usinas eólicas, radiação solar para as usinas solares, e fluxo hídrico para as UHEs a fio d’água). Já as UHEs com reservatório (que armazenam energia na forma de energia potencial) e usinas termelétricas (acionadas sempre que se fornecer combustível para a sua operação¹⁷) podem ser despachadas com elevada flexibilidade.

Conforme ilustrado na Figura 8, o parque eólico brasileiro apresenta Fc que varia entre 20% e 50% de acordo com o mês do ano. Em 2015, o Fc médio anual de todas as usinas eólicas em operação no Brasil foi de 38% (MME, 2016), mas usinas eólicas instaladas mais recentemente possuem Fc mais alto¹⁸. Comparadas com usinas eólicas, UHEs possuem Fc mais alto, em geral ligeiramente superior a 50%¹⁹. Usinas termelétricas a gás natural, por sua vez, têm operado com Fc superior a 70% (MME, 2015)²⁰.

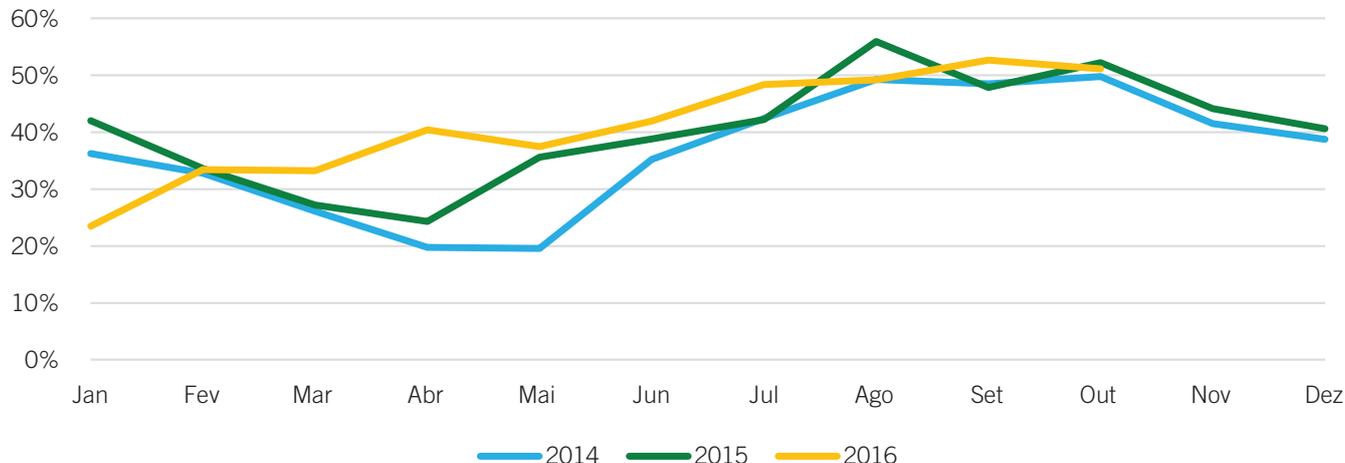


Figura 8 – Fator de capacidade médio mensal das usinas eólicas no Brasil

Fonte: ONS (2016)

16 Definido, simplificado, como a proporção do tempo durante o qual determinada usina gera eletricidade. Uma UHE com fator de capacidade de 50%, por exemplo, passa metade do seu tempo gerando em plena capacidade. O Fc pode ser influenciado principalmente pela disponibilidade do recurso natural ou combustível necessário para a operação de uma usina e a lógica de despacho determinada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Além disto, o cronograma de manutenção preventiva e a ocorrência de interrupções operacionais não programadas também afetam este parâmetro.

17 Com exceção nos períodos de manutenção, que normalmente não ocupam mais que 10% do tempo de uma usina termelétrica.

18 Este valor inclui todas as usinas eólicas em operação no Brasil. As usinas instaladas mais recentemente, que contam com tecnologias que permitem o melhor aproveitamento dos recursos eólicos disponíveis, têm apresentado Fc na ordem de 50%.

19 Em 2012, 2013 e 2014 o Fc das UHEs públicas correspondeu a 57%, 52% e 49%, respectivamente (MME, 2015).

20 Em 2012, 2013 e 2014 as 10 maiores usinas termelétricas a gás natural apresentaram Fc de 47%, 60% e 73%, respectivamente (MME, 2015).

A dependência de fatores climáticos alheios ao controle dos operadores do sistema elétrico, além de estar associado a valores menores de F_c , caracteriza a variabilidade de geração dessas fontes renováveis. Portanto, do ponto de vista de planejamento e operação do sistema é fundamental considerar que as fontes com maiores perspectivas de crescimento nem sempre são passíveis de gerar eletricidade no momento em que a demanda do sistema impõe tal necessidade. No jargão do setor, diz-se que tais fontes não são “despacháveis sob demanda”.

Em função disto, a fim de se garantir o atendimento da demanda por eletricidade, o aumento da participação de usinas eólicas na matriz de geração deve ser acompanhado, necessariamente, do aumento da capacidade de geração a partir de usinas flexíveis com despacho programável, como é o caso de UHEs com reservatório ou usinas termelétricas. Neste caso, essas usinas atuam como *back up* de fontes renováveis com geração variável tanto em uma perspectiva diária como sazonal.

No entanto, em função da dificuldade de inserção de UHEs com reservatório (em virtude da disponibilidade e como consequência dos obstáculos socioambientais para sua implantação), a atual conjuntura do SEB sugere que usinas termelétricas a gás natural se colocam como candidatas à principal opção de complementação à geração a partir de fontes renováveis com geração variável no país.

4.3 EMISSÕES DE GEES

O processo de transição da matriz elétrica, que migra de um modelo predominantemente hídrico para um modelo hidrotérmico (ou termo-hídrico), está associado, de modo geral, a dois aspectos inter-relacionados: a gradual exaustão dos potenciais hídricos mais atrativos do ponto de vista de custo de geração nas regiões próximas aos principais centros de carga; e, como citado no parágrafo acima, a crescente dificuldade de viabilização, do ponto de vista socioambiental, de hidrelétricas com reservatórios.

O próprio conteúdo da CDN brasileira que, de um lado, prevê o crescimento da geração eólica, solar e biomassa em detrimento da geração hidrelétrica e, de outro lado, promove distinção – desprovida de fundamentação técnica – entre hidrelétricas e outras tecnologias renováveis (biomassa, solar e eólica), é considerado um endosso da atual tendência de rejeição a UHEs de uma forma geral (PSR, 2016).

Apesar de o Brasil ter aproximadamente 100 GW de potência instalada em hidrelétricas, ainda há um potencial de 150 GW hidrelétrico não explorado (Eletrobras, 2015). Na região amazônica, onde grande parte deste potencial está concentrado, a implantação de hidrelétricas tem enfrentado crescentes dificuldades de viabilização técnica e econômica, devido à existência de unidades de conservação e comunidades indígenas cada vez mais mobilizadas e sensíveis do ponto de vista socioambiental. Adicionalmente, as extensas linhas de transmissão necessárias para conduzir a energia gerada nesta região até os grandes centros consumidores impõem dificuldades logísticas adicionais (Instituto Acende Brasil, 2015). Há, portanto, incertezas sobre a viabilidade de se desenvolver o potencial hidrelétrico da Amazônia.

O recente arquivamento do processo de licenciamento da UHE Tapajós e a paralisação das obras da LT Manaus – Boa Vista refletem as dificuldades de licenciamento ambiental de empreendimentos na região. Por outro lado, a resistência à construção de hidrelétricas com reservatórios, também motivada por questões socioambientais, gera consequências estruturais nem sempre evidentes à população em geral. Conforme ilustrado na Figura 9, a capacidade de armazenamento de energia em reservatórios do SEB tem sido sistematicamente reduzida desde o início dos anos 2000.

A priorização da construção de UHEs a fio d'água reduz a capacidade de complementação da geração variável. Este efeito tende a ser mais contundente nos períodos secos, quando os níveis dos reservatórios atingem seus valores mínimos.

No entanto, as transformações pelas quais o SEB vem passando implicarão uma redução apenas parcial da participação das hidrelétricas na geração de eletricidade total. Comparado com outros países, o Brasil continuará a apresentar uma das matrizes de geração elétrica com maior participação desta fonte, apesar dos fenômenos – discutidos nos parágrafos anteriores – que contribuem para a diminuição da inserção de hidroeletricidade no país.

Neste sentido, o regime hidrológico seguirá constituindo o elemento que determinará, em grande parte, as emissões de GEEs do SEB. Na prática, é razoável assumir que as emissões de GEEs relacionadas à geração de eletricidade apresentem maior volatilidade, uma vez que, cada vez mais, o acionamento de termelétricas movidas a combustíveis fósseis responderá de forma direta ao regime de operação das fontes de geração variável em decorrência da redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios.

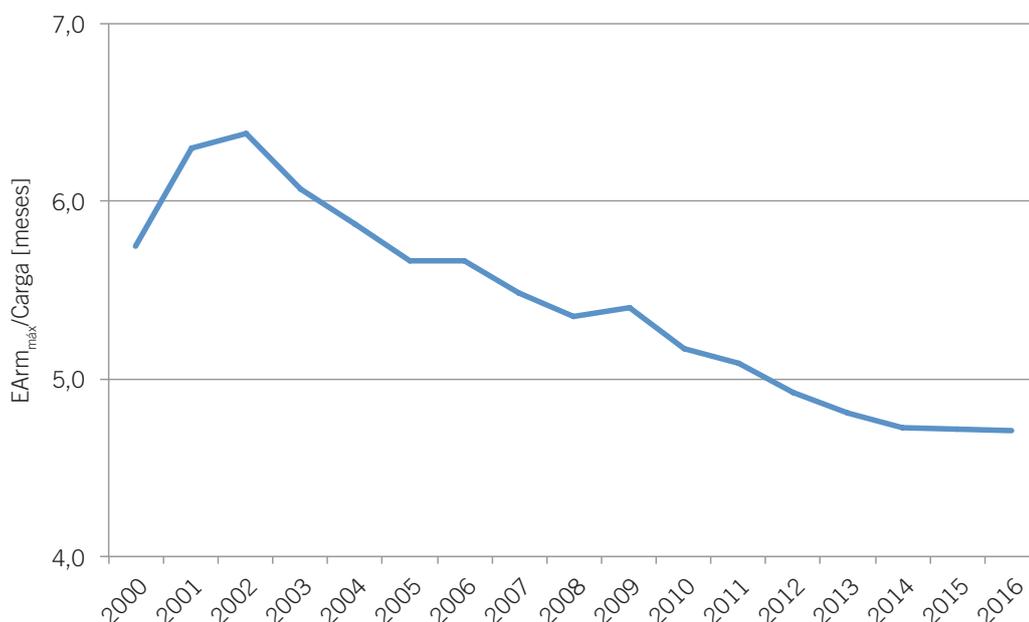


Figura 9 – Estimativas de evolução da Energia Armazenada Máxima relativo à Carga (EArm_{max}/Carga).

Fonte: Fonte: Elaboração própria a partir de ONS (2017).

Obs.: $EArm_{max}/Carga$ = razão entre a energia armazenada máxima em reservatórios e a carga no Sistema Interligado Nacional (SIN)

O modelo de desenvolvimento do SEB descrito nesta seção – fruto, entre outros fatores, de pressões socioambientais conflitantes com a implantação de hidrelétricas – é o pano de fundo sobre o qual os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no âmbito da UNFCCC foram propostos.

Em resumo, o aumento da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis com geração variável e a restrição ao aumento da capacidade instalada em UHEs com reservatórios são os principais elementos que fundamentam a expectativa de aumento da geração térmica do setor elétrico²¹.

Esta premissa vai ao encontro de cenários de evolução do SEB que indicam clara tendência de aumento, tanto no curto como no médio prazo, das emissões de GEEs, independentemente do cumprimento das CDNs brasileiras (PSR, 2016). Com efeito, as CDNs relacionadas ao setor

21 Discussões mais detalhadas podem ser obtidas em IEA (2013), Santos et al. (2013) e Nogueira et al. (2014).

elétrico – que, conforme discutido anteriormente, preveem o aumento da participação da geração de eletricidade a partir de biomassa, usinas eólicas e solares e a promoção da eficiência energética nos usos finais elétricos – apenas atenuariam o crescimento das emissões do SEB.

À primeira vista, o aumento da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de geração variável e o aumento concomitante das emissões de GEEs no setor elétrico pode parecer paradoxal. O fenômeno, entretanto, possui fundamentação técnica e já foi observado em outros países.

Na Alemanha, por exemplo, a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis aumentou de 3,6% em 1990 para 30% em 2015. A *Energiewende* (transição energética), nome dado ao processo de expansão da geração de energia elétrica a partir de usinas solares fotovoltaicas e eólicas, produziu um efeito não esperado nas emissões de GEEs do setor elétrico do país. Em função da gradual desativação dos reatores nucleares, decisão tomada após o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, e que estender-se-á até 2022, a Alemanha se viu obrigada a complementar a variabilidade na geração das fontes renováveis usando geração térmica a carvão, decisão que aumentou o fator de emissões do setor.

Apesar de serem menos poluentes, térmicas a gás, cujo custo de operação é comparativamente superior, não têm sido utilizadas para não onerar o consumidor final alemão, sobre o qual incidem tarifas já inflacionadas pelos subsídios às fontes renováveis. Atualmente, especialistas acreditam que as metas da política da *Energiewende*, que incluem a redução das emissões de GEEs do setor elétrico, não serão atingidas caso o programa não passe por revisões (The Economist, 2016).

Tanto no caso alemão como no brasileiro, entretanto, o aumento da participação de renováveis ocorre em detrimento de tecnologias de geração de energia elétrica com baixa intensidade de carbono e passíveis de operar na base do sistema elétrico (usinas nucleares e hidrelétricas com reservatórios, respectivamente).

Se a substituição da ampliação da capacidade instalada destas fontes por tecnologias de fontes renováveis com geração variável é necessariamente acompanhada pelo incremento da capacidade instalada de usinas flexíveis complementares – termelétricas a carvão, na Alemanha, e a gás natural, no Brasil –, o aumento da emissão de GEEs do setor elétrico é consequência natural das alterações discutidas nesta seção.

Exemplos como os do Brasil e da Alemanha chamam a atenção para o fato de que a análise das emissões de GEEs relacionadas à atividade de geração de eletricidade é um exercício que requer a observação de fatores que, muitas vezes, não são evidentes ou mesmo conhecidos pela sociedade.

As situações acima reforçam a noção de que, cada vez mais, as decisões de planejamento do setor elétrico não devem ser baseadas apenas em agendas locais ou em horizontes de curto prazo, uma vez que estas podem, mesmo que indireta e não intencionalmente, gerar conflitos com temáticas globais de distinta expressividade, como é o caso das mudanças climáticas, e ter efeitos de longo prazo não muito óbvios numa primeira análise.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este *White Paper* discutiu os desafios que deverão ser enfrentados pelo setor elétrico para que as CDNs sejam materializadas uma vez que três grandes objetivos precisarão ser compatibilizados:

- o incremento da participação de fontes renováveis na matriz de geração;
- a garantia de atendimento aos critérios de segurança de fornecimento no médio e longo prazo; e
- a manutenção do já atualmente baixo nível de emissão de GEEs do setor elétrico quando comparado ao de outros países.

A análise das CDNs relacionadas à atividade de geração de energia elétrica assumidas pelo Brasil em Paris indica que as propostas endossam, mesmo que de forma indireta ou implícita, a tendência recente de redução da participação de hidrelétricas na matriz elétrica brasileira. Porém, esta opção vem acarretando modificações estruturais significativas no Setor Elétrico Brasileiro.

Isso ocorre porque, apesar de o país contar com uma relevante capacidade de geração instalada em UHEs com reservatórios, a relação entre a energia potencialmente armazenada por essas usinas e a carga demandada pelo sistema vem caindo sistematicamente nos últimos anos. Se o sistema elétrico necessita, cada vez mais, de flexibilidade de despacho para complementação da crescente inserção de fontes de geração variável, a diminuição relativa da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios deve ser compensada pelo aumento da capacidade instalada de outro tipo de fonte que atenda a esses critérios de flexibilidade operacional.

Portanto, à medida que a participação de fontes de geração variável na matriz de geração de eletricidade se expande, cresce a necessidade de ampliação da capacidade instalada de fontes que possam ser despachadas sob demanda com o objetivo de “firmar” a geração variável. Conforme discutido, usinas termelétricas movidas a gás natural são uma alternativa para atender a esta necessidade. Como consequência, o cenário que se desenha para o setor elétrico aponta para intensificação das emissões de GEEs. Esse efeito talvez não esteja completamente mapeado e compreendido por diversos agentes engajados na definição de estratégias para cumprimento das CDNs.

É essencial ressaltar que as informações discutidas neste *White Paper* têm o objetivo de evidenciar a relação entre o modelo adotado para nortear a expansão da geração elétrica nos últimos anos e seus efeitos sobre as emissões de GEEs do SEB. Neste sentido, não se busca favorecer ou promover uma determinada tecnologia de geração (e.g. hidrelétrica, termelétrica, eólica ou solar) em detrimento de outra(s). O objetivo principal foi estabelecer as interdependências envolvidas e explicitar as implicações de cada política de expansão adotada no que se refere às emissões de GEEs.

Todas as fontes de energia com as quais se pode contar no Brasil - e que dão uma vantagem competitiva - aportam atributos importantes para a matriz elétrica e devem ser valorizadas por suas contribuições do ponto de vista de operação do sistema. Como exemplo, no dia 11 de outubro de 2016 a geração eólica respondeu por 48% da carga média diária do subsistema Nordeste. Essa diversidade de fontes foi essencial para o atendimento do consumidor da região Nordeste do país em um momento de vazões naturais muito abaixo das médias históricas e de níveis de armazenamento reduzidos nos reservatórios hidrelétricos. Nas palavras do ONS, “esta situação extremamente desfavorável só não se transformou em uma ameaça para o abastecimento energético porque a região Nordeste passou por uma mudança em seu perfil de geração nos últimos anos, com a instalação de usinas termelétricas e parques geradores

eólicos”²². Portanto, todas as fontes de eletricidade são importantes, mas sua inserção na matriz precisa ser planejada de forma a otimizar seus diferentes atributos. E quando se trata de política nacional de emissões de GEEs, a equação se torna ainda mais complexa em função das escolhas e *tradeoffs* discutidos ao longo deste documento. Esta deve ser uma discussão técnica, ambiental e econômica.

Feitas as ressalvas acima, e considerando que o aumento de fontes de geração variável (com baixa emissão de GEEs) requer aumento de fontes despacháveis sob demanda (que emitem GEEs por tipicamente envolverem termelétricas movidas a combustíveis fósseis), a contribuição do setor elétrico para redução das emissões tende a ser muito menor do que a desejada.

Consequentemente, a redução líquida das emissões de GEEs do Brasil, meta principal das CDNs, deverá ser cumprida a partir de ações concentradas em outros setores da economia.

Além disso, há que se reconhecer que a participação da geração de eletricidade nas emissões de GEEs do Brasil indica que o setor elétrico possui relevância limitada para os esforços de abatimento de emissões do país. Apenas para ilustrar tal limitação, caso fossem zeradas as emissões do setor elétrico, interrompendo-se integralmente a geração de todas as usinas termelétricas nacionais, que têm sido essenciais para a operação do sistema brasileiro, haveria uma redução de menos de 10% das emissões de CO₂ no país.

Atividades como transporte, agricultura, uso da terra e indústria, diante da intensidade de carbono que apresentam, são aquelas com maior potencial de contribuição para o alcance da meta de redução de emissões de GEEs. Esta flexibilidade é possível devido ao fato de que a meta de redução de emissões estabelecida na CDN não está vinculada a setores específicos da economia.

No entanto, é importante mencionar que as baixas emissões do setor elétrico frente a outros setores econômicos não devem ser entendidas como um sinal para que o modelo de expansão da matriz elétrica brasileira seja excluído das agendas de discussão das políticas climáticas voltadas ao cumprimento dos compromissos internacionais assumidos pelo Brasil.

²² Fonte: Nota publicada no dia 19/10/2016 em www.ons.org.br “Diversidade do parque gerador assegura as condições de atendimento aos consumidores da região Nordeste”. Acesso em 10/01/2017.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aneel (2016). Banco de Informação de Geração. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica.
- BNDES (2016). BNDES capta US\$ 750 milhões com o BID para projetos de energia sustentável. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/com-teudo/bndes-capta-750-com-bid/!ut/p/z0/fy3LDolwFAW_xUWXTW8QRJdESYxA3GiC3ZBSKlyVlkfx8fcicWlcnmTmDOMsZVyLO5bCotHiNu4TX2TxKggq37h5i8A4uBJu57x79EKKlw3aM_wfGB7y0LQ8YI0Zb9bQszXWh-gx1b9EOcioRqEytCG. Acesso em 28/12/2016. Rio de Janeiro: Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social.
- Brander, A. M., Sood, A., Wylie, C., Haughton, A., & Lovell, J. (2011). Electricity-specific emission factors for grid electricity. *Econometrica*, (August), 1–22.
- Brasil (2015). *Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada para consecução do objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Brasília.
- Brasil (2016). Fator de emissão médio do setor elétrico. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>. Acesso em Retrieved 26/12/2016. Brasília.
- Eletrobras (2015). Potencial Hidroeletrico Brasileiro por Bacia. Disponível em: <https://www.eletrobras.com/elb/services/eletrobras/ContentManagementPlus/FileDownload.ThrSvc.asp?DocumentID=%7B981BBA26-B296-403F-9C85-71E4A9790A27%7D&ServiceInstUID=%7B3ACDC9DF-CAD1-41CE-B3B5-70214FE541D1%7D&InterfaceInstUID=%7B1B35FA10-C9CE-4E4B-98CE-73>. Acesso em 21/12/2016. Rio de Janeiro: Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
- EPE (2015). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2016a). Balanço Energético Nacional: séries históricas completas. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleatas.aspx>. Acesso em 15/12/2016. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2016b). Balanço Energético Nacional - Ano base 2015. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética
- França, C. L. (2007). Formação de agenda e processo decisório nos governos FHC e Lula: uma análise sobre as dinâmicas e as oportunidades de negociação no processo de tomada de decisão do setor elétrico. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas.
- Goldemberg, J., & Prado, L. T. S. (2003). Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social*, 15(2).
- IEA (2015). Key World Energy Statistics. Paris: International Energy Agency.
- Instituto Acende Brasil (2012). *Mudanças climáticas e o setor elétrico brasileiro (White Paper No. 6)*. São Paulo: Instituto Acende Brasil.
- Instituto Acende Brasil (2015). *Transmissão: o elo integrador (White Paper No. 15)*. São Paulo. Retrieved from http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2015_WhitePaperAcendeBrasil_15_Transmissao_Rev_1.pdf
- IPCC (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. (O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, J. C. Minx, Eds.). Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: - Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Kelman, J. (2001). Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica. Brasília.
- MCTI (2016). Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima – Volume III. Brasília: Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação.
- MME (2011). Plano Nacional de Eficiência Energética. Brasília: Ministério de Minas e Energia.

- MME (2015). Capacidade Instalada de Geração Elétrica Brasil e Mundo (2014). Disponível em : <http://www.mme.gov.br/documents/1138787/0/Capacidade+Instalada+de+EE+2014.pdf/cb1d150d-0b52-4f65-a86b-b368ee715463>. Acesso em 21/12/2016. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- MME (2016). *Energia Eólica no Brasil e Mundo*. Brasília. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/ff5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+Eólica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/ff5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2). Acesso em 21/12/2016. Brasília: Ministério de Minas e Energia.
- Morel, R., & Igor, S. (2014). Ex-Post Evaluation of the Kyoto Protocol: Four Key Lessons for the 2015 Paris Agreement. *Climate Report - Reserach on the Economics of Climate Change: 1–37*.
- Nogueira, L. P. P., Lucena, A.F.R, Rathmann, R., Rochedo, P.R.R, Szklo, A., & Schaeffer, R. (2014). Will thermal power plants with CCS play a role in Brazil's future electric power generation? *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 24, 115–123. Observatório do Clima (2016). Sistema de Estimativas de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG) - V4.0.
- ONS (2016). Boletim Mensal de Geração Eólica. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema.
- ONS (2017). Histórico da Operação. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/>. Acesso em 10/01/2017. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema.
- ONU (2014a). Kyoto Protocol. Disponível em http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. Acesso em 28/10/2016. Nova Iorque: Organização das Nações Unidas.
- ONU (2014b). UNFCCC - 20 Years of Effort and Achievement. Key Milestones in the Evolution of International Climate Policy. Disponível em: <http://unfccc.int/timeline/>. Acesso em 05/10/2016. Nova Iorque: Organização das Nações Unidas.
- PSR (2016). The Marrakesh express: viabilidade e custo dos compromissos do Brasil. *Energy Report* 199.
- Santos, R. L. P., Rosa, L. P., Arouca, M. C., & Ribeiro, A. E. D. (2013). The importance of nuclear energy for the expansion of Brazil's electricity grid. *Energy Policy*, 60, 284–289.
- Souza, L. R., & Soares, L. J. (2007). Electricity rationing and public response. *Energy Economics*, 29(2), 296–311.
- The Economist (2016, Agosto). It's not easy being green.
- UNFCCC (2014). The Paris Agreement. Disponível em http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php. Acesso em 25/10/2016. Nova Iorque: United Nations Framework Convention on Climate Change.
- UNFCCC (2016). NDC Registry. Disponível em <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/All.aspx>. Acesso em 09/12/2016. Nova Iorque: United Nations Framework Convention on Climate Change.
- WRI (2015). CAIT Climate Data Explorer. Disponível em: <http://cait.wri.org>. Acesso em 03/11/2016. Washington: World Resources Institute.
- WRI (2016). After COP21: What Needs to Happen for the Paris Agreement to Take Effect? Disponível em <http://www.wri.org/blog/2016/01/after-cop21-what-needs-happen-paris-agreement-take-effect>. Acesso em 09/12/2016. Washington: World Resources Institute.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2017). *O setor elétrico brasileiro no contexto das mudanças climáticas e do Acordo de Paris*. White Paper 17, São Paulo, 24 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales

Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro

Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler

Desenvolvimento Sustentável: Alexandre Uhlig

Pesquisa e Desenvolvimento: Patrícia Guardabassi

Cursos e Eventos: Melissa Oliveira

Engenheiro: Joaci Lima Oliveira

Assuntos Administrativos: Eliana Marcon

Secretária: Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro.

Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br