

Expansão elétrica e energética: avanços, riscos e limitações das trajetórias propostas

Por Pedro Bara Neto





Inesc

○ **Instituto de Estudos Socioeconômicos – Inesc**, criado em 1979, é uma organização não governamental, sem fins lucrativos, não partidária e com finalidade pública. A ação do Inesc orienta-se para ampliar a participação social em espaços de deliberação de políticas públicas. Em suas intervenções, utiliza o instrumental orçamentário como eixo estruturante do fortalecimento e da promoção da cidadania.

A fim de ampliar o impacto de suas ações, atua em parceria com outras organizações, movimentos e coletivos sociais. Tem uma agenda multitemática e articulada às demandas históricas de sujeitos de direitos e à luta social por garantia de direitos aos povos indígenas, quilombolas e camponeses, entre crianças, adolescentes e juventudes. O Inesc está inserido em debates relacionados ao direito à cidade, ao meio ambiente e à terra, entre outros.

Autora

Pedro Bara Neto é mestre em Ciências em Gestão de Engenharia pela Universidade de Stanford, na Califórnia, e especialista em infraestrutura e energia, com foco na Amazônia. Atuou como consultor do Inesc para a elaboração desta pesquisa.

Sumário



Introdução	6
Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2030)	7
Da demanda setorial por energia	7
Das fontes de oferta de energia	8
Dos avanços da matriz elétrica e desafios regulatórios do setor elétrico	9
Da eficiência energética e dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)	11
Da micro e minigeração distribuída (MMGD)	12
Da autonomia e da flexibilidade em MMGD	13
Da consolidação dos resultados	15
Das emissões de gases de efeito estufa do setor energético	19
Dos cenários “se-então” para as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico	21
Dos compromissos do setor de energia à luz da NDC-Brasil	22
Plano Nacional de Energia (PNE 2050)	24
Considerações Finais	28

Resumo Executivo

➔ Este artigo é parte do esforço de monitoramento da política socioambiental e climática no Brasil, realizado pelo Instituto de Estudos Socioeconômicos (Inesc). Aqui, é apresentada uma análise cruzada entre os planos de adaptação energética e o cumprimento das metas climáticas voluntariamente adotadas pelo país no âmbito do Acordo de Paris (2015). São abordados os avanços, riscos e limitações das trajetórias propostas para a expansão elétrica e energética, tomando como base o Plano Decenal de Expansão de Energia, o PDE 2030, e o Plano Nacional de Energia, o PNE 2050.

➔ A partir do PDE 2030 e do PNE 2050, é identificado um cenário próximo da estabilidade no que tange à oferta de energia não renovável e renovável no sistema elétrico nacional. Ambos os documentos projetam a diversificação da matriz elétrica, com decréscimo da capacidade de hidrelétricas e térmicas. Além disso, observa-se um aumento na geração elétrica por meio de fontes eólicas e pela auto-produção com geração distribuída de renovável (80% solar).

➔ A geração distribuída é feita em pontos diversos, através de sistemas geradores que ficam próximos à unidade consumidora (casas, empresas e indústrias) e conectados à rede elétrica pública. Esse sistema é visto como uma opção em relação a grandes estruturas, como as hidrelétricas, que desencadeiam impactos socioambientais significativos. No entanto, ele contrasta com a centralização na pro-

dução e na distribuição de energia elétrica que caracterizou historicamente o modelo brasileiro. Assim, a sua expansão demanda ajustes na regulação vigente e leva à necessidade de se testarem novos e diferentes cenários a fim de avaliar as oportunidades para um crescimento ainda maior.

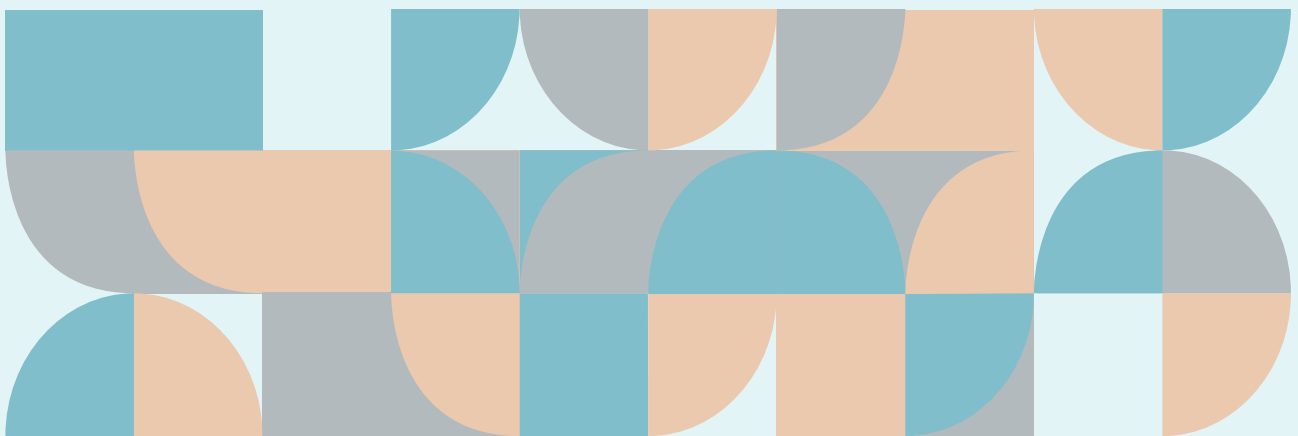
➔ Em ambos os documentos, a retração do petróleo e seus derivados na composição da matriz elétrica passa a ser compensada pela expansão do gás natural. Além disso, a queda da oferta de produtos oriundos da cana-de-açúcar é compensada por uma maior presença de outras renováveis, a exemplo das energias eólica e solar, do biodiesel de soja e da lixívia. A introdução da soja como matéria-prima para a fabricação de biocombustíveis acende um alerta do ponto de vista socioambiental e climático, que envolve questões tais como os riscos ecológicos para a expansão das áreas cultivadas, a transformação finalística da lavoura de alimento para a produção energética e as abordagens que vêm sendo propostas sobre o licenciamento ambiental como forma de viabilizar novos negócios no setor de energia.

➔ O licenciamento ambiental destaca-se como um assunto urgente. Porém, os documentos supracitados o interpretam de forma simplória, como um fator para a perda de competitividade na geração hidrelétrica. Nessa linha, é notório que nenhum dos planos de energia consiga produzir uma análise integrada entre o setor e as consequências socioambientais por ele pro-

vocadas, considerando-se a divisão por macrorregiões e biomas no país. Como resultado, são minimizados potenciais impactos das escolhas relacionadas à matriz energética, em particular, na região norte. Tramita no Congresso Nacional o Projeto de Lei N. 3729/2004, que visa à desregulamentação da norma vigente de licenciamento ambiental, em consonância com a visão expressa tanto pelo PDE 2030 quanto pelo PNE 2050.

➔ No tocante às emissões de gases de efeito estufa, as projeções propostas por ambos os documentos se coadunam às metas climáticas estabelecidas para a política energética nacional

em relação tanto à Política Nacional sobre Mudanças Climáticas (PNMC, Lei N. 12.187/2009) quanto ao Acordo de Paris. No horizonte decenal, a intensidade de carbono na oferta de energia se mantém estagnada, reduzindo-se em relação ao produto interno bruto (PIB). Já nas projeções de médio e longo prazos, percebe-se um trade-off entre a redução das emissões acumuladas de 2015 a 2050 e maiores custos para a atualização da matriz. Ainda assim, a opção por uma trajetória limpa da expansão elétrica revela-se técnica e economicamente viável, restando ao governo brasileiro a tarefa de propor uma melhor coordenação entre as instâncias decisórias pertinentes.



Introdução

Este trabalho tem como objetivo explorar as trajetórias de expansão elétrica e energética (eletricidade e combustíveis) no Brasil e as intenções manifestadas pelo governo brasileiro de estabelecer medidas adicionais relativas ao setor de energia no âmbito dos compromissos nacionalmente definidos pelo país (NDC-Brasil)¹. O ano de 2005 é a linha de referência para este estudo, sendo as metas abaixo (extraídas da Política Nacional de Mudanças Climáticas, PNMC, lei N. 12.187) o seu objeto específico:

O Brasil tem a intenção de adotar medidas adicionais que são consistentes com o objetivo de 2°C de temperatura, em particular:

i) Incrementar a participação de biocombustíveis sustentáveis na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% em 2030, através da expansão do consumo de biocombustíveis, aumento na oferta de etanol, incluindo o aumento da participação de biocombustíveis avançados (segunda geração) e o incremento da participação de biodiesel na mistura com o diesel;

ii) Alcançar 45% de renováveis na matriz energética em 2030 incluindo:

• Expansão do uso de fontes renováveis de energia, além das hidrelétricas, no total da matriz energética, entre 28% e 33% em 2030;

• Expansão doméstica do uso de fontes de energia de combustíveis não fósseis, incrementando a participação de renováveis (outros que não hidrelétricas) na oferta de energia para pelo menos 23% em 2030, incluindo o crescimento da participação de energia eólica, de biomassa e solar;

• Alcance de 10% de ganhos de eficiência no setor de eletricidade em 2030.

Em termos de alcance, o trabalho não se restringe ao monitoramento das intenções nacionais mencionadas anteriormente. Há também um esforço para trazer à tona os avanços, riscos e limitações das trajetórias propostas para a expansão elétrica e energética com base em duas linhas de análise: (i) o cenário 2030 de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2030) e (ii) os diferentes cenários de expansão elétrica elaborados no âmbito do Plano Nacional de Energia (PNE 2050).

¹ Para mais detalhes, ver: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brazil%20First/BRAZIL%20NDC%20english%20FINAL.pdf>

Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2030)

Da demanda setorial por energia

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)² é um documento informativo voltado para toda a sociedade. Seu objetivo é indicar as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada com os diversos tipos de fontes geradoras de energia elétrica. Por meio desse documento, é possível extrair importantes elementos para o planejamento do setor energético, permitindo, também, um processo de consultas sobre o futuro do setor junto à sociedade.

Segundo o cenário de referência do PDE 2030, o consumo final de energia deve apresentar um crescimento médio de 2,8% ao ano, uma trajetória próxima daquela do produto interno bruto (PIB), que crescerá 2,9% ao ano. Nesse compasso, os setores demandantes da indústria e dos transportes permanecem os mais relevantes, representando 65% do consumo final de energia em 2030.

Na indústria, o crescimento médio do setor deve ficar em 2,2% ao ano, com destaque para os setores de bens primários e intermediários de fertilizantes e agrotóxicos, celulose, mineração e pelletização, além dos eletrointensivos, como soda-cloro e alumínio. Tal evolução se daria muito mais pela redução da capacidade ociosa do que

por uma expansão vigorosa da capacidade produtiva. As poucas mudanças na participação das fontes energéticas se referem a uma maior relevância daquelas de baixa emissão de gases de efeito estufa, entre elas, a eletricidade e os derivados da cana.

No setor de transporte de cargas, o modal rodoviário mantém seu protagonismo, apesar do avanço do transporte ferroviário, cuja eficiência energética por tonelada transportada é muito superior. A atividade total do transporte de cargas, segmento menos afetado pela pandemia de Covid-19, deve aumentar 3,6%. Dessa forma, o diesel mantém seu papel de relevo como combustível ao representar 35% de toda a demanda energética do setor de transportes em 2030. A demanda do etanol carburante (anidro e hidratado) deve crescer 3,7% ao ano, atingindo 42,7 bilhões de litros em 2030.

O destaque fica por conta do etanol hidratado, cuja participação no setor de transportes deve passar de 14% para 16%, em detrimento da gasolina C, cuja representatividade deve cair de 32% para 25%. O aumento da competitividade do etanol hidratado frente à gasolina se daria pela melhoria dos seus fatores de produção, impulsionada por metas compulsórias de descarbonização a serem assumidas pelas distribuidoras de combustíveis com base na política nacional de biocombustíveis – RenovaBio³.

² Documento disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-538/PDE%202030_EnvioME_rv2.pdf

³ Lei 13576, de 26 de dezembro de 2017.

O biodiesel também salta aos olhos, uma vez que a demanda por esse tipo de combustível deve crescer 5,8% ao ano em função do novo patamar de adição obrigatória ao óleo diesel, que passa a ser de 15% a partir de 2023.

A participação da eletricidade na demanda energética deve se elevar em 2% no horizonte do PDE 2030, impulsionada principalmente pelo setor residencial, cuja demanda cresce em média 3,5% ao ano. No cômputo geral, o consumo total de eletricidade deve crescer 1% a mais que a economia brasileira, ratificando a tendência nacional de eletrificação.

Das fontes de oferta de energia

Pela primeira vez, o cenário de referência do PDE 2030 incorpora alternativas de expansão energética através de resíduos sólidos urbanos, usinas fotovoltaicas flutuantes e modernização do parque hidrelétrico existente. São trazidos também elementos para a discussão da integração entre os setores de energia elétrica e gás natural e simulações da viabilidade do armazenamento de energia na geração distribuída.

O documento projeta ainda a expectativa de que, em 2030, a produção de petróleo atinja 5,3 milhões de barris/dia, algo próximo do dobro do número registrado em 2019, sendo que as unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas devem responder por 84%. No final da década, o pré-sal provavelmente será responsável por 79% da produção nacional, com forte participação da bacia de Santos. Por outro lado, os derivados de petróleo continuarão tendo ganhos em relação ao consumo final de energia, motivados

sobretudo pelo uso do diesel nos veículos pesados. Já com relação à oferta interna de energia, sua participação deve cair 3% até 2030.

Dessa maneira, o Brasil consolidará sua condição de exportador de petróleo e permanecerá como importador líquido de derivados durante todo o decorrer do PDE, com destaque para as importações de nafta, querosene de aviação e óleo diesel.

No âmbito do programa Novo Mercado de Gás⁴, estudos recentes sobre as possibilidades de incremento da participação do gás natural (GN) do pré-sal identificaram a infraestrutura atual de escoamento e a necessidade de uma demanda firme como principais entraves para o seu aproveitamento.

A produção de GN alcançará um pico de produção de cerca de 183 milhões de m³/dia por volta de 2028 e sua participação na oferta interna de energia crescerá 3% até 2030. As bacias mais relevantes para atingir esse pico são Santos, Campos, Solimões e Parnaíba, com as duas primeiras sendo responsáveis por 85% da oferta prevista para 2030 e produção significativa no pré-sal. O preço do GN oriundo do gás natural liquefeito (GNL) será afetado pelo mercado internacional, tendo sua lógica alterada de uma competição gás-óleo para gás-gás (regaseificação de GNL importado contra o GN do pré-sal).

A questão da demanda firme torna-se ainda mais relevante no caso do GN, pois seu consumo está associado à produção do petróleo através de sua reinjeção nos poços. Além dis-

4 Projeto de Lei 4476, de 2020 (Marco Regulatório do Gás, Senado Federal).

so, o aumento da demanda depende também do envolvimento das companhias de distribuição local de gás, muitas delas sob controle dos estados ou da própria Petrobrás.

Nesse contexto e à luz do incremento da participação de renováveis na matriz energética, o destaque fica por conta do biodiesel, como observado anteriormente. Estima-se que sua oferta pode dobrar no intervalo determinado no PDE. O óleo de soja mantém sua liderança como a principal matéria-prima utilizada para a obtenção de biodiesel no Brasil, ressaltando-se o avanço da capacidade instalada na região centro-oeste do país. A oferta total de etanol deverá alcançar 46 bilhões de litros, sendo 75% desse volume relativo ao etanol hidratado. A produção de etanol de milho pode apresentar crescimento notável no período considerado, atingindo 5,7 bilhões de litros no cenário projetado.

Dos avanços da matriz elétrica e desafios regulatórios do setor elétrico

A matriz de geração de energia elétrica vem passando por uma profunda transformação no país. Enquanto, no começo do século, a participação da geração hidrelétrica representava 90% do total da geração de eletricidade, ao final do decênio, esse percentual deve cair para 60%. Ao mesmo tempo, a capacidade de regularização dos reservatórios – o quanto de energia se pode armazenar na forma de água para suprir a demanda –, que, em 2001, era de pouco mais de seis meses, está perto da metade disso, graças à expansão por grandes usinas a fio d'água, localizadas na planície amazônica.

A redução da participação hidrelétrica vem sendo acompanhada por um desenvolvimento expressivo de fontes renováveis variáveis, que têm se revelado cada vez mais competitivas, principalmente a eólica e a fotovoltaica. Nesse quadro, argumenta-se no PDE 2030 que as hidrelétricas e o Sistema Interligado Nacional (SIN) – que deveria ser ampliado para apoiar um intercâmbio mais frequente entre as regiões do país – seriam fiadores da expansão de novas fontes renováveis, tendo as termelétricas a gás natural um papel complementar nos momentos de maior necessidade.

Para promover maior segurança e flexibilidade sistêmica, conforme o crescimento das renováveis variáveis, e em um contexto de geração centralizada, o PDE 2030 traz alguns avanços importantes para as hidrelétricas atuais, a saber:

a) a necessidade de discussão sobre uma nova responsabilidade (e regulação correlata) para operar e remunerar a geração hidrelétrica existente, caracterizada por reservatórios estratégicos, no sentido de prover uma reserva de potência flexível e modular ao sistema interligado e

b) ajustes na regulação para estimular investimentos na modernização das hidrelétricas existentes, iniciativa conhecida como repotenciação, que consolida uma tese levantada pela sociedade civil há mais de uma década.⁵

⁵ Ver: <http://www.investidorinstitucional.com.br/sessoes/gente/ponto-de-vista/5392-66-revistainvestidorinstitucional-4724.html>

O papel das termelétricas mencionado anteriormente, em especial, a forma como elas serão incorporadas ao sistema elétrico brasileiro, gera um impacto direto nas emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico do país e no desempenho do gás natural do pré-sal no Novo Mercado de Gás⁶.

As discussões sobre a valoração dos atributos das diferentes fontes, no contexto de integração ou “hibridização” entre elas, e sobre os subsídios às chamadas fontes incentivadas (eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e à micro e minigeração distribuída (MMGD) estão se dando no âmbito da modernização do setor elétrico e seus ajustes regulatórios⁷.

O que é Microgeração e Minigeração?

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a micro e a minigeração de energia elétrica é o processo que permite ao usuário instalar pequenos geradores de fontes renováveis em sua casa, sua empresa ou outro tipo de unidade consumidora. A geração de energia pode ser solar, eólica, hídrica, de biomassa e de cogeração qualificada. A energia gerada no mês é descontada da energia consumida, proporcionando uma redução no valor da conta de energia do cliente.

- Microgeração distribuída: potência instalada de até 75 kW.
- Minigeração distribuída: potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Fonte: Site da EPE

Existe um debate a respeito da suspensão dos subsídios a fontes incentivadas. Segundo análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a perda desses subsídios não afetaria a competitividade dessas fontes entre si nem com outras fontes. Por outro lado, esses subsídios têm pressionado a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), custeada exclusivamente pelo mercado regulado, em um nível ao redor de 7% da sua tarifa média.

Ao mesmo tempo, a migração de consumidores para o mercado livre vem sendo estimulada por barreiras de en-

trada cada vez menores em termos de carga⁸, o que sobrecarrega ainda mais os remanescentes do mercado regulado, caracterizados por serem consumidores de menor porte.

6 Ver item 9. Dos cenários “se-então” para as emissões de gases de efeito estufa no setor elétrico.

7 Com destaque para a MPV 998, de 18 de dezembro de 2020, e o PLS 232/2016.

8 Para mais detalhes, ver: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>

Mercado livre e mercado regulado de energia elétrica no Brasil

A comercialização de energia no Brasil é realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Todos os contratos, sejam do ACR ou do ACL, têm de ser registrados na CCEE, e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Entenda a diferença entre os dois ambientes do quadro comparativo:

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente - (Ajuste e A-1)
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)
Preço	Acordo entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Fonte: Site da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Da eficiência energética e dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED)

De acordo com o PDE 2030, estima-se que a contribuição dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) possa responder por 19% do consumo de eletricidade até 2030. Desse número, a autoprodução seria responsável por 9,7%, a MMGD, por 4,6% e os ganhos de eficiência, por 4,1%. Além disso, ainda é previsto o consumo de uma pequena parcela de energia solar térmica.

Recursos Energéticos Distribuídos (RED)

Recursos Energéticos Distribuídos são tecnologias de geração ou de armazenamento de energia elétrica localizadas em área próxima às unidades consumidoras.

Na indústria, a principal forma de autoprodução é a cogeração, levando-se em conta que o rendimento é significativamente maior a partir da combinação de energia térmica e elétrica. No horizonte decenal, estima-se que esta modalidade de autoprodução possa reduzir o consumo total de eletricidade em cerca de 10% em setores como siderurgia, celulose e papel, petroquímica, refino, açúcar e álcool, entre outros.

No tocante à eficiência elétrica, os resultados mais relevantes devem vir do setor de edificações, com destaque para o setor residencial e de serviços, cujo aumento pode chegar a 10%.

Embora haja uma ressalva em relação à importância da eficiência energética no setor de transportes, a análise do PDE sobre potenciais incrementos aqui é bastante limitada.

De um lado, fala-se de ganhos individuais através de avanços tecnológicos nos motores ou novas tecnologias e mudanças culturais no transporte individual; de outro, dos potenciais ganhos de eficiência sistêmica, como a migração para transportes urbanos coletivos ou do modal rodoviário para outros modais mais eficientes, como ferrovias e hidrovias.

Todas essas mudanças foram incorporadas no cenário de referência do PDE 2030, mas não há qualquer clareza no texto de quais seriam os cenários futuros que embasariam essa incorporação.

Pelo contrário, as análises de avanço da efficientização nos transportes se baseiam na premissa de que os ganhos individuais e sistêmicos observados em 2019 se reproduzirão ao longo do horizonte do PDE 2030, sem qual-

quer menção a mudanças qualitativas no decorrer dessa trajetória. Com essa abordagem simplista, o incremento de eficiência no consumo energético do setor de transportes seria de 5,7% com ou sem ganhos individuais e de 17,3% com ou sem ganhos sistêmicos.

Alternativas como a cabotagem, para a qual se discutem incentivos econômicos no âmbito do Programa BR do Mar, ou investimentos expressivos em novas ferrovias, que constam do Plano Nacional de Logística de Transportes (PNLT), elaborado pela Empresa de Planejamento Logístico (EPL), sequer são mencionados, revelando a dificuldade de integração das diversas iniciativas de planejamento setorial dentro do governo.

Essa dificuldade acaba prejudicando também a análise qualitativa de ganhos de eficiência elétrica, que envolve vários outros setores econômicos e classes de consumidores para os quais o setor elétrico provê energia.

Da micro e minigeração distribuída (MMGD)

Em 2019, a capacidade instalada da tecnologia fotovoltaica distribuída foi incrementada em 1,5 GW, uma potência similar à da usina nuclear de Angra II, ficando aquém apenas da capacidade adicionada de hidroeletricidade. Embora a pandemia do vírus Sars-Cov-2 tenha reduzido o ritmo de novas instalações em 2020, o mercado continuou a se desenvolver até superar uma capacidade instalada acumulada de 3 GW.

As elevadas tarifas de eletricidade para o consumidor final, o bom desempenho da alternativa solar no país, respon-

sável por mais de 80% das instalações de geração distribuída e um modelo de compensação de créditos, que exclui custos das tarifas de distribuição e transmissão, tornaram o investimento em geração própria bastante rentável no Brasil. Tal fato acabou atraindo não apenas consumidores residenciais, como também grandes redes varejistas, bancos e indústrias, fazendo com que apostassem em sistemas de MMGD para consumo e compensação local ou remota.

O crescimento elevado dos sistemas de MMGD acabou colocando em dúvida a sustentabilidade da sua regulamentação, que faz parte da Resolução Normativa ANEEL REN no 482/2012. Isso porque os valores não pagos pela MMGD acabam sendo repassados aos demais consumidores através das revisões tarifárias das distribuidoras, prejudicando a grande maioria dos clientes do mercado regulado.

Assim, considerando a incerteza relacionada ao futuro do mecanismo de compensação e do modelo tarifário de baixa tensão, que afetará os incentivos usufruídos pela MMGD, o PDE 2030 elaborou dois cenários de referência para a sua evolução:

- Cenário Verão: manutenção de incentivos significativos para a MMGD. A partir de 2022, a parcela da distribuição do mecanismo de compensação (Fio B) seria retirada, enquanto o uso da transmissão (Fio A), encargos, perdas e a parcela da energia seriam mantidos. A partir de 2026, os sistemas de MMGD estariam sujeitos a uma tarifa binômia, que inclui as parcelas de distribuição e transmissão.

- Cenário Primavera: retirada dos incentivos tarifários, ainda garantindo um crescimento moderado para o sistema de MMGD. Em 2022, novas regras entrariam em vigor, fazendo com que somente a parcela da energia da tarifa fosse passível de compensação, visto que, nesse mesmo ano, ocorreria também a aplicação da tarifa binômia.

Cenários para MMGD em 2030:

Em 2030	Cenário Verão	Cenário Primavera
Potência instalada	24,5 GW	16,8 GW
Energia gerada	4,3 GW médios	2,9 GW médios
% da carga total	4,6%	3,2%

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

Da autonomia e da flexibilidade em MMGD

Para promover autonomia e flexibilidade em MMGD e dado o arcabouço regulatório, admite-se o uso de baterias, com três possibilidades distintas no horizonte do PDE:

- i. Maior autonomia da microgeração distribuída, com incremento do seu autoconsumo;
- ii. Deslocamento de consumo, considerando tarifas horárias residenciais⁹ e

⁹ Também conhecida como tarifa branca, modalidade opcional para consumidores atendidos em baixa tensão.

iii. Deslocamento de consumo na alta tensão.

Nos três cenários supramencionados, a atratividade do investimento em baterias depende do perfil de consumo e do balanço de créditos e débitos entre a distribuidora e o consumidor autônomo, conhecido como “net metering”. Nesse sentido, a simulação elaborada pela EPE, no âmbito do PDE 2030, utilizou dados reais de 15 consumidores de geração distribuída.

Para um perfil de consumo que exige maior autonomia (por exemplo, consumo elevado na hora-pico ou no período noturno), os subsídios que regulam a compensação de créditos referentes a energia recebida da rede (REN 482/2012) desestimulam um maior grau de autonomia da MMGD, ou seja, não servem de incentivo para os investimentos em baterias a fim de aumentar o consumo próprio.

No entanto, existe a expectativa de que essa regulação seja revisada, no sentido de aproximar a tarifa de consumo da rede (crédito da distribuidora) da tarifa de compensação do crédito pelo consumidor autônomo, tornando o autoconsumo mais atrativo.

De qualquer forma, dado esse novo cenário regulatório, o investimento em baterias seria convidativo somente a preços ao redor de R\$ 500/kWh. Atualmente, o valor está na faixa de R\$ 4.500/kWh. Com a redução esperada de 8,3% ao ano, ele cairia para cerca de R\$ 2.000/kWh em 2030¹⁰. A redução esperada no custo global das bate-

rias, obedece a mudanças no cenário tecnológico, bem como no mercado (escala de produção), e pode ser estimulada por uma política de produção local de baterias ou de redução das suas taxas de importação, aspecto abordado à frente.

No caso de deslocamento de consumo com tarifa branca, o quadro seria similar, com o preço da bateria girando entre R\$ 500/kWh e R\$ 1.000/kWh.

Na alta tensão, que conta com uma tarifa horo-sazonal há muito tempo, diversos consumidores comerciais e industriais lançam mão de motogeradores a diesel para evitar as tarifas elevadas do horário de pico. Conforme análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), há cerca de 9 GW de geradores dessa natureza em operação diária no país na hora-pico (durante três horas em dias úteis). Isso significa três vezes mais do que a capacidade instalada de geradores a diesel nos sistemas isolados da Amazônia.

Dessa forma, o uso de baterias poderia se dar no armazenamento de energia comprada no período mais favorável (fora da ponta) para suprir a demanda interna da ponta, substituindo a geração a diesel existente. Com a queda prevista dos custos das baterias, espera-se que elas se tornem viáveis para que os consumidores sujeitos à tarifa horo-sazonal (Grupo A¹¹) possam realizar uma gestão horária da carga.

Por outro lado, resultados de uma simulação indicam que a geração a diesel se manteria mais atrativa que a solução de armazenamento, a menos

¹⁰ Para mais detalhes, ver: https://www.researchgate.net/publication/330269949_Projecting_the_Future_Leveled_Cost_of_Electricity_Storage_Technologies/link/5c4059d5299bf12be3ce119d/download

¹¹ Unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2300V.

que a bateria custasse entre R\$ 500/kWh e R\$ 1.000/kWh.

Aparentemente, tal simulação desconsidera o custo das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) da geração a diesel. Isto reflete uma das maiores dificuldades no controle das emissões no setor energético, a falta de sinalização do custo das emissões de GEE para a sociedade.

De qualquer forma, cabem algumas ressalvas aos resultados da análise da atratividade das baterias apresentados até aqui.

Os cálculos foram feitos para poucos consumidores, com base nas tarifas de eletricidade atuais corrigidas pela inflação. Um perfil específico de consumidor ou uma trajetória diferente para as tarifas pode alterar a perspectiva da análise. Do lado da oferta, o mercado de baterias de íon-lítio ainda é bastante restrito. Qualquer mudança nesse cenário, como uma produção local, pode alterar o custo e, portanto, a atratividade das baterias.

A produção de baterias no Brasil se limita a uma planta inaugurada recentemente no Polo Industrial de Manaus. No entanto, essa instalação atende à demanda de consumo do próprio fabricante, cujo negócio também envolve a montagem de ônibus elétricos. Para os demais casos, a solução passa pela importação de baterias que estão sujeitas a uma carga tributária da ordem de 80% do seu custo final, segundo dados do mercado. Ou seja, em um cenário de isenção da taxa de importação, o preço das baterias ficaria em torno de R\$ 2.500/kWh ou entre R\$ 1.000/kWh e R\$ 1.500/kWh ao longo do decênio.

Esse ponto traz de volta a questão da integração entre diferentes esferas do governo. Além do planejamento da expansão energética, deveriam existir políticas econômicas de empoderamento dos consumidores-produtores (conhecidos como “prosumidores”) através de sistemas autônomos e flexíveis de MMGD, com armazenamento de energia. Isso, no entanto, depende de uma articulação da política energética com a política industrial do país.

Tais sistemas possibilitariam uma gestão mais eficiente da MMGD, que atenuaria a demanda da geração centralizada de uso público, por exemplo, na hora-pico. Esse ganho de eficiência da MMGD configuraria também uma redução de emissões do sistema elétrico brasileiro, uma vez que as termelétricas, que utilizam combustível fóssil, seriam menos acionadas no horário de ponta.

Da consolidação dos resultados

Considerando-se a evolução da oferta de energia no período de dez anos até 2030 (tabela abaixo), as fontes renováveis crescerão menos do que as não renováveis, embora outras renováveis (eólica, solar, biodiesel e lixo) deverão crescer em média 6,9% ao ano. Do lado das não renováveis, vale a pena mencionar o crescimento de urânio e derivados, com a previsão de início da operação de Angra 3 e a ascensão do gás natural.

Evolução da oferta interna de energia no horizonte decenal

(em milhões de toneladas equivalentes de petróleo)

FONTES	2021	%	2025	%	2030	%	Varição 2021- 2030 (% a.a.)
Energia não renovável	148.108	51	162.648	50	190.134	52	3,1
Petróleo e derivados	96.792	34	102.920	32	116.050	31	2,4
Gás natural	33.101	11	40.196	12	49.903	14	4,7
Carvão mineral e derivados	13.476	5	14.420	4	15.799	4	2,5
Urânio e derivados	3.688	1	3.900	1	6.910	2	6,4
Outras não renováveis	1.053	0	1.211	0	1.474	0	3,6
Energia renovável	140.302	49	160.391	50	178.716	48	2,8
Hidráulica e eletricidade	38.398	13	43.682	14	46.275	13	2,2
Lenha e carvão vegetal	24.260	8	26.425	8	26.465	7	1,0
Derivados de cana-de-açúcar	53.880	19	59.039	18	64.193	17	2,0
Outras renováveis	23.764	8	31.245	10	41.782	11	6,9
TOTAL	288.410	100	323.039	100	368.850	100	3,0

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

A composição da oferta de energia por fonte ficaria, portanto, como ilustrada abaixo. Em síntese, do lado das não renováveis, a perda do percentual de petróleo e derivados é contrabalançada pelo ganho do gás natural. Já do lado das renováveis, o destaque fica para o aumento do percentual de outras renováveis e a perda relativa dos produtos de cana-de-açúcar.



Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

A energia hidráulica e a eletricidade, por sua vez, mantêm sua participação na matriz por fontes. Isso se deve basicamente à proposta de repotenciação de usinas existentes, visto que, apesar do cenário de referência vislumbrar a possibilidade de ampliação da base instalada de usinas hidrelétricas, as novas UHEs indicadas para o decênio não se mostraram viáveis e economicamente atrativas para a expansão do sistema elétrico.

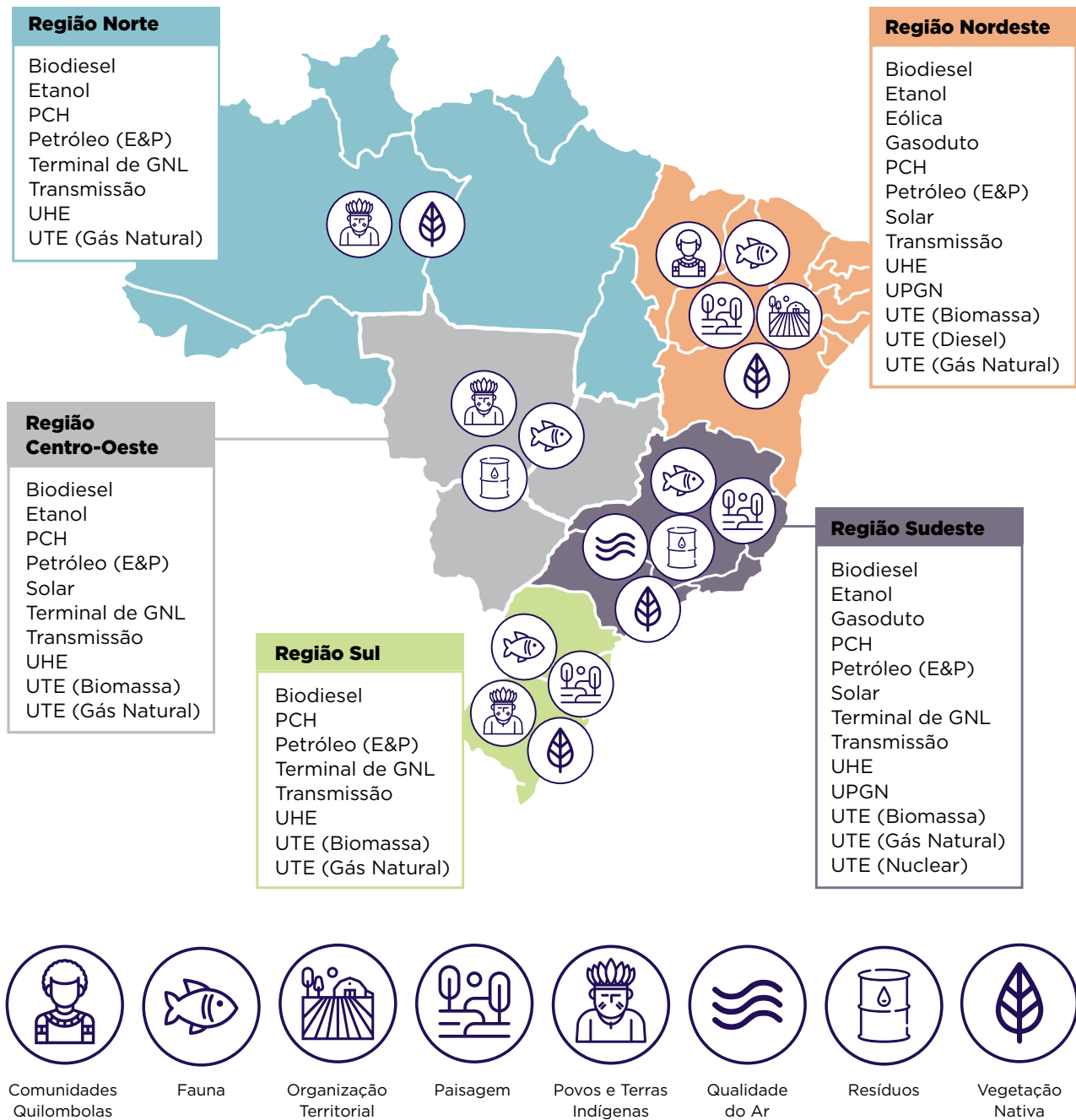
O PDE entende que os processos e prazos envolvidos na obtenção de licenças ambientais para UHEs “impactam diretamente na viabilização desses empreendimentos e afetam a competitividade e riscos associados às hidrelétricas em comparação a outras soluções tecnológicas”.

Em nenhum momento, o PDE 2030 reconhece a complexidade e os riscos socioambientais envolvidos na implantação de hidrelétricas, fatores que têm sido, em geral, subestimados no processo de preparação desses projetos, sobretudo na Amazônia.

Nesse sentido, em sua análise integrada, que envolve temas socioambien-

tais e regiões geográficas do país, os pontos de interesse do PDE 2030 se restringem a povos e terras indígenas e vegetação nativa, omitindo aspectos socioambientais relevantes como fauna, paisagem, organização territorial, comunidades quilombolas e pequenos e médios agricultores.

PDE 2030 Análise Integrada



Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

Por fim, em termos de capacidade instalada, observa-se um processo de diversificação da matriz elétrica, com a redução da participação hidrelétrica e térmica sendo compensada pelo crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar, além da autoprodução com geração distribuída renovável (APE + GD renovável, majoritariamente solar).



Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

Das emissões de gases de efeito estufa do setor energético

De acordo com o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG, 2020), a participação do setor energético no perfil das emissões brasileiras foi de 19% em 2019.

Os principais responsáveis por essas emissões na produção e no consumo de energia são os setores de transpor-

tes e de indústrias, que devem manter seu percentual de representatividade em 2030 similar ao de 2019, ou seja, em torno de 65%, na proporção de 70% para transportes e 30% para a indústria.

A tabela abaixo detalha as emissões do setor energético de 2005 a 2030 em milhões de toneladas de CO₂ equivalentes. As reduções entre 2019 e 2021 refletem o impacto econômico da pandemia de Covid-19.

Emissões do setor energético

Setores	Emissões do setor energético (MtCO ₂ eq)				
	Setores	2019	2021	2025	2030
Setor elétrico	27	56	31	35	41
Sistema Interligado Nacional	21	39	17	19	22
Autoprodução	6	17	14	16	19
Setor energético	23	30	34	41	47
Residencial	26	19	20	21	22

Setores	Emissões do setor energético (MtCO ₂ eq)				
	Setores	2019	2021	2025	2030
Comercial	2	1,5	1,4	2	2
Público	2	0,8	0,7	1	1
Agropecuário	16	19	20	21	22
Transportes	140	191	178	191	224
Industrial	62	76	76	83	93
Emissões fugitivas	20	20	22	26	31
TOTAL	317	412	383	421	484

(1) A desagregação setorial foi feita de acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN).

(2) As emissões fugitivas incluem o transporte e o processamento de GN e perdas nas atividades de E&P, além da mineração de carvão.

(3) As emissões de 2005 foram atualizadas segundo a 5ª edição das estimativas anuais de emissões de GEE no Brasil (MCTIC, 2020). A equivalência de CO₂ é dada pela métrica do potencial de aquecimento global (GWP) para 100 anos, conforme 5º relatório de avaliação do IPCC (IPCC, 2014).

(4) As emissões de 2019 foram obtidas do BEN 2020 (EPE).

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

Considerando-se as emissões por tipo de combustível, os destaques, em 2030, ficarão por conta do óleo diesel (38%), do gás natural (20%) e da gasolina (13%). Nesse cenário, a intensidade de carbono no uso da energia permanecerá praticamente estável, enquanto a intensidade de carbono na economia apresentará redução de 2,5%, como se vê a seguir:

Intensidade de carbono

Variável	2005	2021	2025	2030
Emissões de GEE: produção e uso de energia (MtCO ₂ e)	317	383	421	484
PIB (R\$ bilhões, 2010)	3122	4013	4495	5211
Oferta interna bruta de energia (Mtep)	218	288	323	369
Intensidade de carbono no uso da energia (kgCO ₂ e/tep)	1,45	1,33	1,30	1,31
Intensidade de carbono na economia (kgCO ₂ e/R\$)	101,3	95,3	93,6	92,9

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

A manutenção do patamar de representatividade dos setores mais intensivos de carbono, no caso, transportes e indústria, parece ser a principal razão da estabilidade da intensidade de carbono no uso da energia.

Eram esperadas mudanças sistêmicas, principalmente na eficiência do setor de transporte de carga geral, bem como uma maior autonomia do produtor-consumidor de energia elétrica renovável, seja ele micro, mini ou de grande porte. No entanto, elas não foram contempladas pelo PDE 2030 na proporção do seu potencial transformador, com implicações relevantes no ganho de eficiência energética, na gestão da demanda e na redução de emissões.

Dos cenários “se-então” para as emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico

Como já observado anteriormente, no PDE 2030, a expansão da geração elétrica se apresenta com uma predominância de fontes renováveis, que seriam complementadas, no cenário de referência, por termelétricas totalmente flexíveis, pela modernização com ampliação de usinas hidrelétricas existentes (repotenciação) e por respostas da demanda.

Dessa maneira, apesar do incremento na capacidade instalada de usinas termelétricas, a geração de energia dessas usinas tende a ocorrer com

pouca frequência. Cabe destacar, entretanto, que o sucesso dessa estratégia só ocorre com a disponibilidade do recurso, permitindo-se que as usinas sejam acionadas sempre que se fizer necessário.

De qualquer forma, o PDE 2030 oferece uma análise de emissões de gases de efeito estufa para diferentes possi-

bilidades de expansão, envolvendo aspectos que possam alterar o cenário de referência (caso 1), a saber: avaliação horária da demanda e oferta (caso 2), alteração na expectativa da demanda (casos 3 e 4), ampliação com a entrada de usinas termelétricas (UTE) inflexíveis, isto é, na base da oferta (casos 5 e 6), e com mudanças no papel das hidrelétricas (caso 7).

Cenários para emissões do setor elétrico

PDE 2030		Emissões (MtCO ₂ eq)	
Caso	Descrição	2025	2030
1	Expansão de referência	26,3	24,4
2	Considerando uma avaliação horária	25,8	24,1
3	Com cenário de baixa demanda	24,1	20,0
4	Com cenário de alta demanda	30,9	25,9
5	Com 1 GW ao ano de UTE inflexível	26,1	34,6
6	Com 2 GW ao ano de UTE inflexível	26,6	42,7
7	Com mudança no papel das hidrelétricas	25,7	31,2

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

O risco maior de aumento das emissões do setor elétrico fica por conta da pressão por UTEs inflexíveis, que são obviamente do interesse do setor de gás natural, já que as usinas termelétricas garantem uma demanda firme para a oferta de gás. Essa metodologia de cenários “se-então” para a expansão elétrica foi também adotada no PNE 2050, que é o objeto da segunda parte deste trabalho.

Dos compromissos do setor de energia à luz da NDC-Brasil

O cenário de expansão da oferta e do consumo de energia no horizonte decenal está de acordo com a trajetória apresentada na NDC brasileira, como se vê a seguir:

Indicadores		NDC	PDE
		Ano-referência 2025	
Eficiência energética	Eletricidade	8%	6%
Energia elétrica	Eólica, solar e biomassa + GD e autoprodução	22%	24%
	Hidroeletricidade na geração centralizada	71%	74%
Matriz energética	Fontes renováveis, com exceção da hídrica	32%	36%
	Bioenergia	18%	20%
	Total de fontes renováveis	45%	50%

Fonte: Minuta para consulta pública do PDE 2030

Assim, pode-se afirmar que, com exceção da meta de eficiência energética, o cenário do PDE está alinhado com a PNMC e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

Plano Nacional de Energia (PNE 2050)

Assim como o PDE, o Plano Nacional de Energia¹² constitui um instrumento para o planejamento de políticas públicas. O seu objetivo é analisar as tendências relacionadas à disponibilidade, à produção e ao consumo de energia em um cenário plurianual.

No bojo deste trabalho, a análise do PNE 2050 se restringe aos 64 cenários de longo prazo elaborados para a matriz elétrica (vide item IV Anexo). Tal análise segue a abordagem “se-então”, utilizada também no PDE 2030, no caso específico dos cenários de emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico.

Nessa abordagem, a principal subdivisão do conjunto de cenários se refere à possível interferência da expansão de UHEs em terras indígenas (TI) e/ou unidades de conservação (UC). Dessa forma, apresentam-se 29 cenários sem interferência, 29 com interferência em TI e UC e 6 com interferência em TI ou UC.

A primeira observação em relação a essa abordagem é a manutenção, a longo prazo, de um modelo de geração centralizada, com foco recorrente na expansão hidrelétrica de grande porte na planície amazônica. Esse padrão desconsidera todo o histórico de problemas técnicos, econômicos e socioambientais que têm caracterizado os investimentos nessa alternativa,

incluindo os elevados custos para que o SIN possa atender o mercado consumidor, localizado em grande parte na região sudeste do país.

Dessa forma, e considerando a restrição constitucional e legal para interferir em TI e UC de proteção integral, este trabalho optou por limitar a análise aos cenários de UHEs que não atinjam áreas protegidas¹³.

Além disso, alguns dos cenários revelam um viés para “acomodar” algumas fontes mais problemáticas e alternativas de geração com poucos registros históricos de utilização. Essa categoria abarca as usinas nucleares, o carvão e a integração elétrica da América do Sul.

É importante salientar que a oferta de energia para o período até 2050 teve como base simulações de um modelo de otimização da expansão. De forma sucinta, a simulação indica o conjunto de projetos voltados para a expansão da oferta de energia elétrica que minimiza o valor presente do fluxo de investimentos (VPI) em novas usinas e interligações, acrescido dos custos operacionais e do déficit de energia elétrica. Disto resulta uma expansão ótima do sistema elétrico brasileiro.

Além da restrição do atendimento à demanda (déficit), o modelo incorpora

12 Documento disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao227/topico563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Ver também: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/PNE%202050%20-%20Anexo.pdf>

13 O PDE não deixa claro qual é a potência total das UHEs inventariadas na Amazônia e quanto dessa potência interfere em áreas protegidas. Porém, fontes informais relatam que dois em cada três projetos hidrelétricos podem ser incluídos no grupo que interfere em terras indígenas ou unidades de conservação.

uma restrição de atendimento à potência máxima, traduzida em um fator de disponibilidade para o balanço de potência. Essa restrição é especialmente importante ao se considerar a perspectiva de uma participação crescente de fontes renováveis variáveis e de usinas a fio d'água na Amazônia, cuja sazonalidade na oferta de energia é muito relevante, principalmente no segundo semestre do ano, quando as vazões dos rios são reduzidas drasticamente.

Em síntese, os principais parâmetros do modelo de expansão são: fator de capacidade da fonte, disponibilidade para o balanço de potência e dados de custos totais de investimento, operação e manutenção.

A usina nuclear é a única opção que foge dos parâmetros do modelo de decisão, uma vez que determina previamente uma potência nuclear a ser instalada de maneira compulsória (cenários 24 e 25). As usinas nucleares também se destacam pela quantidade de cenários com redução de custo de capital – CAPEX – e, em um caso único, também de seu custo operacional – OPEX (cenários 20 a 23).

Ainda na linha de privilegiar a geração centralizada e admitindo uma expansão ilimitada do SIN, há vários cenários que delimitam a geração distribuída e outras fontes renováveis no horizonte do PNE 2050. Fazem parte dessa lógica os cenários 13 (eólica limitada a 50 GW), 14 (eólica e solar limitadas a 50 GW), 16 (solar limitada a 50 GW), 27 (capacidade instalada de GD limitada a 75 GW) e 28 (capacidade instalada de GD limitada a 25 GW).

Excluindo-se os cenários anteriormente mencionados, além de outros com probabilidade de ocorrência muito baixa, tais como de estagnação (cenário 1), integração elétrica com a América do Sul sem custo de transmissão ou com redução de custo de 50% (cenários 9 e 11), frota de veículos leves integralmente elétrica em 2050 (cenário 12) e carvão financiado com redução de 20% no CAPEX (cenário 26), chega-se a um total de 16 cenários excluídos. As razões para isso foram anteriormente mencionadas.

Nesse processo de seleção, restam 13 cenários, dispostos na tabela abaixo em ordem crescente do VPI:

Cenário	Descrição do cenário	% renovável 2050	% renovável 2050 (critério NDC)	Emissões acum. 2015-2050 (MtCO ₂ e)	VPI fluxo até 2050 (R\$ bilhões)
19	Repotenciação + aumento F.C. usinas a bagaço	94%	55%	818	664
17	Aumento de F.C. de usinas a bagaço	93%	58%	837	767
8	Repotenciação de UHE	93%	54%	929	797

Cenário	Descrição do cenário	% renovável 2050	% renovável 2050 (critério NDC)	Emissões acum. 2015-2050 (MtCO ₂ e)	VPI fluxo até 2050 (R\$ bilhões)
18	Aumento F.C. usinas a bagaço, 50% a mais no custo	94%	58%	841	804
15	Eólica offshore com CAPEX reduzido em 20%	93%	57%	923	806
4	Expansão com fósseis	92%	57%	939	807
29	GN Pré-sal a US\$ 6/MMBtu	95%	61%	815	813
7	CAPEX PCHs com 100% de sobrecusto	92%	58%	952	824
3	Expansão sem fontes emissoras	98%	66%	472	837
10	Integração Sulamericana, custo transmissão 50% maior	87%	44%	1247	854
2	Matriz 100% renovável em 2050	98%	71%	460	859
5	Efeito de MC's na disponibilidade hídrica	92%	59%	974	937
6	MCs na disponibilidade hídrica, expansão sem emissões	98%	70%	475	1005

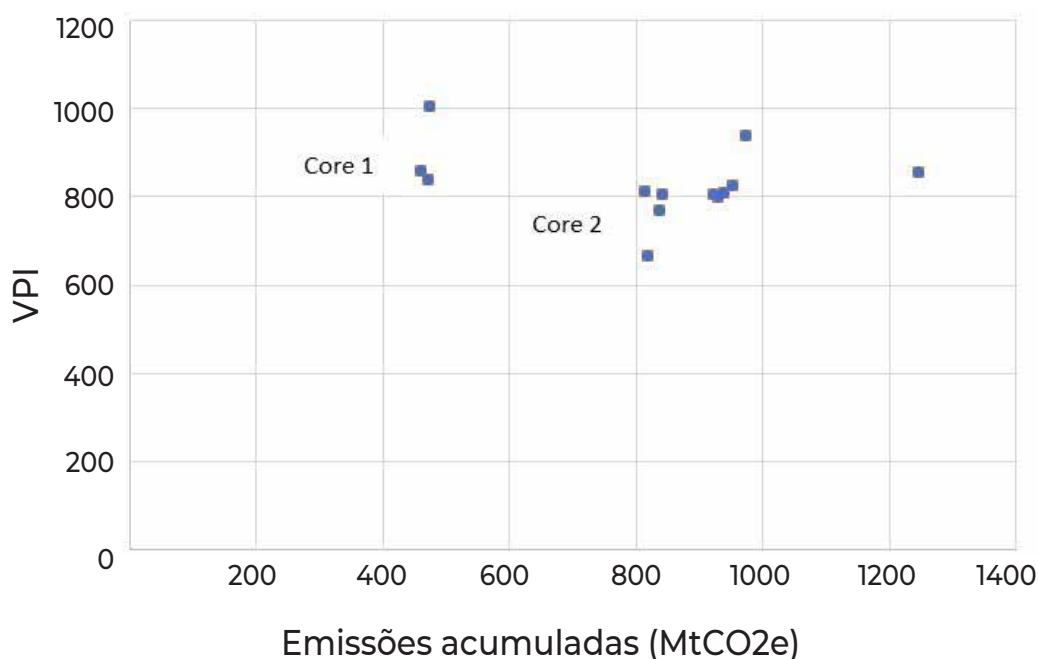
Fonte: Anexo 9, PNE 2050

Em 2050, a participação das renováveis ficaria em uma faixa entre 87% (cenário 10, integração sul-americana, com custo de transmissão 50% maior) e 98% (cenários 3 e 6, expansão sem emissões, sem ou com impacto de mudanças climáticas na disponibilidade hídrica).

Pelo critério da NDC, a variação para fontes renováveis, exceto para geração hidrelétrica, seria de 44% (cenário 10) a 70% (cenário 6).

No cruzamento das emissões acumuladas (período médio) com o VPI, dois grupos de cenários demonstram uma melhor combinação de custos totais dos investimentos e emissões acumuladas de 2015 a 2050:

Emissões acumuladas versus valor presente dos investimentos totais



Fonte: Autoria própria, com base no Anexo 9, PNE 2050

No “core 1”, estão os cenários 2 (matriz 100% renovável em 2050) e 3 (expansão sem fontes emissoras), que se caracterizam pelos menores valores de emissões e valores de investimentos muito próximos.

No “core 2”, estão os cenários com maiores valores de emissões, rela-

cionados a seguir em ordem crescente de custos: 19 (repotenciação, com aumento do fator de carga de usinas a bagaço), 17 (com aumento do fator de carga de usinas a bagaço), 18 (aumento do fator de carga de usinas a bagaço com 50% a mais no custo) e 29 (gás natural do pré-sal a US\$ 6/MMBtu).



Considerações Finais

Ao longo do decênio 2020-2030, a intensidade de carbono na oferta de energia se mantém estagnada, reduzindo-se em relação ao produto interno bruto (PIB), como consequência da influência que o crescimento do setor agrícola exerce sobre o desempenho do PIB no Brasil.

Nesse cenário de estagnação da intensidade de carbono, os percentuais de participação de renováveis e não renováveis na oferta de energia permanecem muito próximos. Em linhas gerais, isso significa que um eventual avanço na descarbonização da matriz energética está sendo neutralizado pelo crescimento da demanda.

Esta realidade é observada apesar de o contexto nacional ser caracterizado por uma abundante e diversificada oferta de fontes de energia renovável, presentes seja através da energia dos rios, do sol ou dos ventos, seja pela queima de biocombustíveis. Por outro lado, é verdade que esta abundância de fontes não-fósseis se encontra, nesse momento, frente a um dilema que envolve novas oportunidades para a exploração intensiva de recursos fósseis, oriundas da exploração do pré-sal, que é abundante no país. A esse respeito, cabe notar o contexto político, tornado desfavorável pela agenda de combate às mudanças climáticas.

Em outras palavras, a esperada transição energética brasileira acaba não sendo tão contundente como poderia ser, porque existem dois grupos de

forças econômico-políticas disputando as oportunidades oferecidas pelo crescimento da demanda. O caso mais emblemático desse embate deve se dar em função da forma como as regras dos leilões de pré-sal vão se posicionar em relação à oferta de energia de termoelétricas a gás natural, pontualmente (“usinas flexíveis”) ou ininterruptamente (“usinas inflexíveis”)

Nesse sentido, os planos energéticos propostos parecem mais preocupados em acomodar os diferentes interesses, do que enfrentar as decisões que poderiam acelerar a transição energética no país. Há vários exemplos dessa “acomodação”, tais como, a aposta do PDE em alternativas de captura de carbono para a geração térmica com o uso do carvão mineral e a manutenção de estímulos à exploração do petróleo, em áreas terrestres¹⁴ ou em processo de decadência, apesar da sua baixa relevância na produção nacional.

Mesmo alguns cenários de longo-prazo, que pré-determinam uma oferta de geração térmica nuclear, batizada nos planos de “geração de energia sem emissões”, revela o mesmo perfil de acomodação de interesses alheios ao consumidor do mercado regulado de energia elétrica. Vale observar que se a geração termonuclear fosse submetida ao modelo de expansão ótima, ao qual todas as outras fontes se submetem-

¹⁴ Nesse caso através do “Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE)”

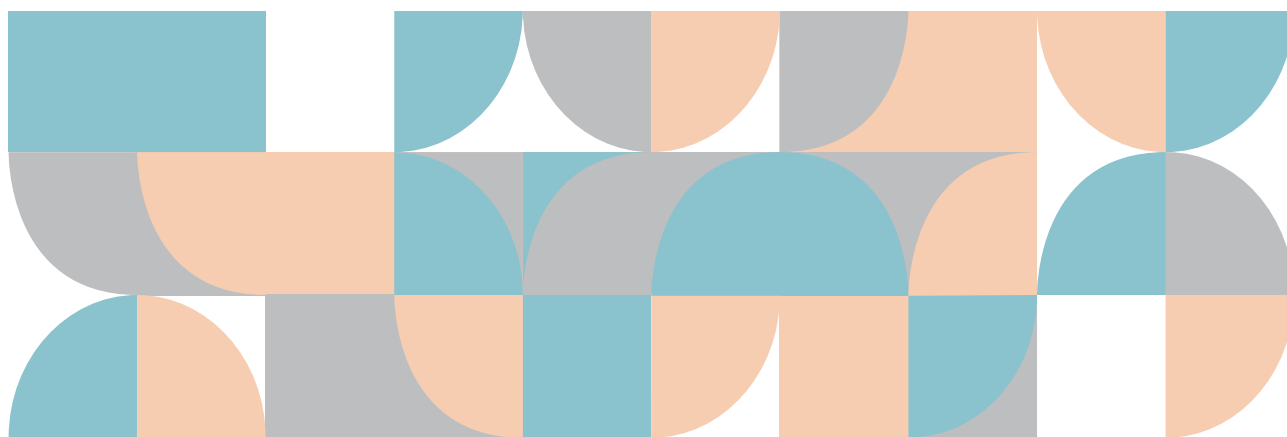
ram, ela dificilmente seria, pelo seu alto custo, selecionada.

Ainda no longo-prazo do PNE e na linha de “acomodação de interesses específicos”, chama a atenção a proposta para trazer um novo alento às grandes hidrelétricas na Amazônia, ao admitir um número significativo de cenários onde os projetos poderiam interferir em terras indígenas e/ou unidades de conservação, posição esta que desconsidera o arcabouço legal vigente e que acaba trazendo dificuldades, em prejuízo de qualquer expectativa de solução para a expansão do sistema elétrico.

Em relação aos combustíveis, o PDE é tímido em relação à análise de mudanças estruturais na matriz de transporte de cargas, considerando que o protagonismo do diesel deriva, em boa parte, do protagonismo do modal rodoviário, mesmo para longas distâncias, onde outros modais como as ferrovias, a navegação fluvial e a cabotagem são muito mais eficientes e limpas por tonelada transportada.

Mas, talvez, o aspecto mais cristalizado dos planos de expansão seja o apego à perpetuação de um modelo de geração centralizada, que pressiona cada vez mais os investimentos e as perdas técnicas de uma rede de linhas de transmissão de abrangência e complexidade crescentes, em um contexto global onde o avanço tecnológico de alternativas de armazenamento de energia, seja para geração ou mobilidade elétrica, traz consigo oportunidades de transformação no papel do consumidor-gerador de energia elétrica e no transporte urbano.

Contudo, a análise de cenários selecionados, na expansão elétrica de longo-prazo, demonstra que a opção por uma trajetória limpa da expansão elétrica revela-se técnica e economicamente viável, restando ao governo brasileiro a tarefa de propor uma melhor coordenação entre as instâncias decisórias pertinentes.



Custo total e emissões acumuladas para cenários de expansão elétrica até 2050

#	Nome do cenário (sem interferências)	Geração renovável período médio 2050 (TWh médio)										REN-UHE					Geração não renovável período médio 2050					REN/ TOTAL	NDC/ TOTAL	Emissões	VPI
		UHE	PCH	Eólica	Solar	Biomassa	GD	Tot REN	PCH	GN	Carvão	Nuclear	Outras	Tot NREN	REN/ TOTAL	NDC/ TOTAL	Emissões								
1	Estagnação	50199	6107	3096	0	4097	3664	67163	10857	1065	0	2918	4411	94%	15%	6	252								
2	Matriz 100% renovável em 2050	46875	4692	92687	22740	5267	11464	183725	132158	0	0	2873	0	2873	98%	71%	0	85							
3	Expansão sem fontes emissoras	52570	6696	83747	23625	4750	11464	187852	123966	783	0	2963	0	3746	98%	65%	0	83							
4	Expansão com fósseis	58932	8208	68818	21111	4097	11464	172550	105490	10688	0	3053	428	14069	92%	57%	50	80							
5	Efeito de MC's na disponibilidade hídrica	55172	6099	71454	23851	4097	11464	172137	110866	10980	0	3053	428	14461	92%	59%	89	93							
6	idem 5, expansão sem emissões (3)	47201	5025	86091	25097	7071	11464	181949	129723	1302	0	2918	428	4648	98%	70%	14	100							
7	CAPEX PCHs com 100% de sobrecusto	58932	5620	70715	21531	4437	11464	172599	108147	10517	0	3053	428	13998	92%	58%	27	82							
8	Repotenciação de UHE	64827	8222	66546	18557	4116	11464	173352	100683	9785	0	3053	428	13266	93%	54%	27	79							
9	Integração elétrica com América do Sul	69051	7117	69264	9605	8371	11464	174872	98704	8289	0	3008	428	11725	94%	57%	20	79							
10	IAAS, custo de transmissão 50% maior	72493	7997	49182	12489	8627	11464	162272	81782	20845	0	3053	428	24226	87%	48%	27	85							
11	IAAS, custo de transmissão 50% menor	73996	7214	53816	10959	8730	11464	166169	84969	16947	0	3053	428	20428	89%	46%	27	84							
12	Frota de veículos leves, 100% elétrica em 2050	57958	7367	107121	12101	3979	11464	199390	134665	11902	0	3053	428	15983	93%	63%	27	88							
13	Eólica limitada a 50GW	59832	9004	21048	59376	8371	11464	165095	94259	20021	0	3053	428	23502	87%	51%	27	82							
14	Eólica e solar limitadas a 50GW	60759	10210	21786	14131	8625	11464	126975	56006	56141	0	3008	428	59622	68%	30%	24	86							
15	Eólica offshore com CAPEX reduzido em 20%	58968	8208	64096	14919	17077	11464	174449	107556	8713	0	3008	428	12149	93%	56%	17	76							
16	Solar limitada a 50GW	58874	8208	77572	11956	3979	11464	172053	104971	11064	0	3053	428	14545	92%	56%	23	81							
17	Aumento de F.C. de usinas a bagaço (entressafra)	58764	8208	60936	14919	17077	11464	174449	107556	8713	0	3008	428	12149	93%	56%	17	76							
18	idem anterior, com aumento de 50% no custo	58726	8208	67901	15847	13097	11464	174643	107709	8491	0	3036	428	11955	94%	56%	18	80							
19	Repotenciação (8) + Aumento F.C. usinas a bagaço (17)	63849	8222	60829	13413	17077	11464	174854	102783	8309	0	3008	428	11745	94%	55%	19	66							
20	Redução de 45% no CAPEX Nuclear	58818	8222	68691	21203	4097	11464	172495	105455	10623	0	3053	428	14104	92%	57%	21	80							
21	Redução de 50% no CAPEX Nuclear	58743	8222	65491	20891	4231	11464	165042	102077	10330	0	6798	428	17556	91%	59%	21	80							
22	Redução de 50% no CAPEX e OPEX Nuclear	58742	8222	63865	20444	4231	11464	166989	100025	9711	0	9470	428	19609	89%	54%	20	80							
23	Redução de 50% no CAPEX e OPEX Nuclear	58231	8222	57893	15717	4231	11464	155738	89285	9277	0	21154	428	30859	83%	48%	19	79							
24	Expansão de 8.000 MW de Usinas Nucleares	58931	8208	64292	19574	4097	11464	166466	99427	9546	0	10159	428	20133	89%	53%	21	82							
25	Expansão de 10.000 MW de Usinas Nucleares	58831	8208	64111	17930	4097	11464	164641	97602	9640	0	11891	428	21959	88%	54%	21	83							
26	Carvão financiado com redução de 20% no CAPEX	58931	8208	67866	21077	4097	11464	171543	104504	9731	1843	3053	428	15055	92%	56%	33	80							
27	Capacidade instalada de GD = 75GW em 2050	58874	8208	76369	7566	3979	17195	172191	105109	10926	0	3053	428	14407	92%	56%	21	82							
28	Capacidade instalada de GD limitada a 25GW em 2050	58763	8207	86579	9542	3979	5732	172802	105892	10360	0	3008	428	13796	93%	57%	27	80							
29	GNIPRÉ-sal a US\$ 6/MMBtu	56066	7463	76567	22517	4097	11464	178174	114645	5033	0	2963	428	8424	95%	61%	23	81							

Fonte: Anexo N. 9 do PNE 2050

Recomendações

Considerando a análise cruzada entre os planos de adaptação energética e o cumprimento das metas climáticas voluntariamente adotadas pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris (2015), abordamos neste artigo os avanços, riscos e limitações das trajetórias propostas para a expansão elétrica e energética no país, tomando como base o Plano Decenal de Expansão de Energia, o PDE 2030, e o Plano Nacional de Energia, o PNE 2050. Com base neste quadro, apresentamos as seguintes recomendações:

- Governo e iniciativa privada devem investir em maior oferta de energias renováveis, com custos reduzidos, preservando a relevância da geração distribuída de renováveis como opção em relação às grandes estruturas, como as hidrelétricas, cujos impactos sociais e ambientais já foram comprovados.
- A produção de biodiesel a partir da soja e do milho não configura uma opção ambiental e socialmente responsável, de modo que a sua produção em substituição ao diesel fabricado com base em insumos fósseis não deve ser estimulada pela política energética nacional.
- As propostas de flexibilização do Licenciamento Ambiental em curso no Congresso Nacional por meio do Projeto de Lei N. 3729/2004, devem ser abandonadas. É necessário um esforço con-

junto de toda a sociedade brasileira e das forças políticas no país para trazer novo significado ao tratamento que tem sido conferido a este instrumento, já não mais como um empecilho burocrático ao desenvolvimento nacional, e sim como uma garantia à sua sustentabilidade.

- Por fim, o mandato eleito para o período 2019-2022, tem mostrado inépcia para as ações de articulação política e coordenação entre diferentes instâncias decisórias dentro do governo, o que também se reflete no caso da política energética nacional. Contudo, a articulação política e entre diferentes órgãos envolvidos com a oferta e a demanda de eletricidade e de combustíveis é fundamental para uma política energética capaz de fazer frente aos desafios climáticos da contemporaneidade, bem como às metas definidas em acordos internacionais e ao arcabouço legal nacional.

Expediente

Organização: Tatiana Oliveira

Texto: Pedro Bara Neto

Gestão editorial: Ana Carolina Soares, Lívia Alcântara, Silvia Alvarez e Thais Vivas

Revisão: Ana Carolina Sá Gomes

Tradução: Juliana Arthuso

Capa e diagramação: Luciana Lobato

EQUIPE INESC

Conselho Diretor

Enid Rocha Andrade da Silva
Júlia Alves Marinho Rodrigues
Luiz Gonzaga de Araújo
Márcia Anita Sprandel
Pedro de Carvalho Pontual

Conselho Fiscal

Ilíana Alves Canoff
Lucas de Alencar oliveira
Mario Lisbôa Theodoro
Suplente: Roseli Faria

Colegiado de Gestão

Iara Pietricovsky de Oliveira
José Antonio Moroni

Coordenadora da Assessoria Política

Nathalie Beghin

Gerente Financeiro

Administrativo e de Pessoal
Maria Lúcia Jaime

Assistente da Direção

Adriana Silva Alves
Ana Paula Felipe
Marcela Coelho M. Esteves

Equipe de Comunicação

Silvia Alvarez
Ana Carolina Soares
Thaís Vivas

Assessoria Política

Alessandra Cardoso
Carmela Zigoni
Cleo Manhas
Leila Saraiva Pantoja
Livi Gerbase
Luiza Pinheiro
Márcia Acioli
Tatiana Oliveira

Assessoria Técnica

Dyarley Viana de Oliveira

Expediente

Educador/a Social

Thallita de Oliveira
Marcus Silva

Contadora

Rosa Diná Gomes Ferreira

Assistente de Contabilidade

Ricardo Santana da Silva

Técnico de Informática

Cristóvão Frinhani

Auxiliares Administrativos

Adalberto Vieira dos Santos
Eugênia Christina Alves Ferreira
Isabela Mara dos Santos da Silva
Josemar Vieira dos Santos

Auxiliar de Serviços Gerais

Roni Ferreira Chagas

Estagiários/as

Cássia Cristina
Icaro Sousa
Victor Queiroz
Walisson Braga da Costa

APOIO INSTITUCIONAL

BIC – Bank Information Center
Charles Stewart Mott Foundation
CLUA – Climate and Land Use Alliance
Fastenopfer
FLD- Fundação Luterana de Diaconia
Fundação Avina
Fundação Ford
Fundação Heinrich Böll
Fundação Itaú Social
Fundar
IBP – Center on Budget and Policy
Priorities
ICS – Instituto Clima e Sociedade
KNH – Kindernothilfe
Malala Fund
Misereor
OSF – Open Society Foundations
Oxfam Brasil
Pepsico do Brasil
PPM – Pão para o Mundo
Pulsante
Rainforest
SAGE- New Venture Fund

INESC – Instituto de Estudos Socioeconômicos

Endereço: SCS Quadra 01 - Bloco L, nº 17, 13º Andar Cobertura - Edifício Márcia.
CEP 70. 3037-900 - Brasília/DF

Telefone: + 55 61 3212-0200

E-mail: inesc@inesc.org.br

Página Eletrônica: www.inesc.org.br